

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 413 330**

51 Int. Cl.:

**G01R 21/06** (2006.01)

**G01R 22/06** (2006.01)

**G01R 19/25** (2006.01)

**G01R 11/24** (2006.01)

12

## TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **13.05.2009 E 09745322 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **20.03.2013 EP 2283370**

54 Título: **Sistema de supervisión para transformadores en instalaciones de medición de potencia y método de supervisión y diagnóstico de transformadores en instalaciones de medición de potencia**

30 Prioridad:

**13.05.2008 BR PI0801469**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

**16.07.2013**

73 Titular/es:

**CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA  
ELÉTRICA - CEPEL (100.0%)  
Caixa postal 68007 Av. Horácio Macedo 354  
Cidade Universitária - Fundão  
CEP: 21941-911 Rio de Janeiro, RJ, BR**

72 Inventor/es:

**ROCHA ALVES JR, JOSÉ EDUARDO DA;  
GRILLO DE BRITO, LUIZ CARLOS;  
BANDIM, CESAR JORGE;  
CAVALIERE DE SOUZA, FABIO y  
REIS DOS SANTOS, JÚLIO CÉSAR**

74 Agente/Representante:

**ILLESCAS TABOADA, Manuel**

**ES 2 413 330 T3**

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

**DESCRIPCIÓN**

Sistema de supervisión para transformadores en instalaciones de medición de potencia y método de supervisión y diagnóstico de transformadores en instalaciones de medición de potencia

5 La presente invención se refiere a un sistema de autosupervisión individualizado, constante para transformadores en una instalación de medición de potencia eléctrica de una red de potencia eléctrica de distribución y/o transmisión, a través de la que las lecturas continuas de la corriente y tensión eléctrica integradas en el tiempo sobre los transformadores de medida de potencia se realizan con el propósito de facturación o mediciones operativas de la potencia eléctrica. La presente invención se refiere adicionalmente a un método de supervisión y diagnóstico de estos transformadores, que sea capaz de realizar diagnósticos funcionales, tales como fallos e irregularidades de funcionamiento en la red en base a las lecturas de corriente y tensión eléctrica a partir de los transformadores de medida de potencia eléctricos.

**15 Antecedentes de la invención**

La gestión de la distribución de potencia eléctrica por las compañías eléctricas en muchos países está afectada por un aspecto que involucra los valores de las pérdidas totales de la potencia eléctrica, comprendido por partes conocidas como “pérdidas comerciales” y “pérdidas técnicas”, que presentan valores bien por encima de los valores promedio internacionales y aceptables para la clase de servicio que se esté pagando apropiadamente, produciendo pérdidas económicas a la sociedad en su conjunto.

25 Las “pérdidas técnicas” se originan por el paso de la corriente eléctrica a través de equipos y redes de distribución, tal como las pérdidas por efecto Joule en los conductores, pérdidas en vatios en el transformador y núcleos de los reactores, en los bancos de condensadores, etc., que son inherentes a cualquier sistema de transmisión y distribución de la energía eléctrica.

30 Las “pérdidas comerciales (no técnicas)” se crean por fraude en los sistemas de medición, medición antes de la derivación de la potencia, conexiones ilegales, errores de facturación en el procesamiento, equipo de medición defectuoso y problemas de registro, entre otros.

35 Para combatir y reducir estas pérdidas, las compañías han hecho uso de varias tecnologías y procesos de trabajo, involucrando frecuentemente una alta inversión y costes operativos sin una compensación adecuada. Debido a su mayor complejidad, estas soluciones también tienen costes de instalación y mantenimiento mucho mayores que los incurridos por las conexiones convencionales. Adicionalmente, desde un punto de vista normativo, estas pérdidas no se han incorporado totalmente en las revisiones y reajustes de tarifas, muchas compañías tienen dificultad en hacer inversiones mayores para reforzar la batalla contra las pérdidas de potencia, describiendo un círculo vicioso frecuentemente difícil de romper para conseguir un programa de gestión mejor y reducir las pérdidas.

40 Una dificultad principal afrontada en la supervisión de la identificación de posibles acciones diseñadas para provocar una infrafacturación del consumo real de los consumidores de potencia eléctrica es el amplio intervalo de variación de la carga eléctrica, caracterizado porque la corriente eléctrica varía prácticamente de cero al límite de la capacidad de corriente del circuito al que está conectada. Por ejemplo, cualquier reducción en el valor de corriente puede haberse producido por una acción que busque producir una infrafacturación del consumo, debido al fallo o defecto en el sistema de medición, o dichas cargas pueden haber sido verdaderamente desconectadas. Este tipo de acción, que actúa sobre la cantidad de corriente eléctrica en las instalaciones de potencia eléctrica donde se miden las unidades de consumo, es una causa frecuente de pérdidas comerciales de las compañías eléctricas, o bien por desviaciones en la derivación de la conexión (antes de la medición por la compañía) o en las instalaciones de los sistemas de medición de facturación.

50 Las unidades de consumo o subestaciones que tienen una alta potencia eléctrica instalada hacen uso de transformadores para los instrumentos de facturación o de medición operativa, tanto para un uso conjunto con transformadores de potencial y transformadores de corriente, como para el uso sólo con transformadores de corriente. Estas son conocidas tradicionalmente como instalaciones de medición indirecta.

55 Actualmente, los transformadores de medida instalados para medición operativa o de facturación de unidades de consumo o subestaciones que tengan medición indirecta no tienen ninguna información de supervisión interna que le permita la verificación efectiva y continua de si la señal de corriente que alimenta los medidores de potencia eléctrica externos u otros instrumentos dispuestos para medir el consumo en la subestación o unidad de consumo está siendo adecuadamente transferida.

60 Desde los devanados secundarios de los transformadores de corriente al interior de los contadores de potencia eléctrica, pueden producirse varias irregularidades por medio de fraudes, de modo que los valores de energía eléctrica registrados en estos contadores sean más bajos que los genuinamente consumidos por una unidad de consumo. Estos fraudes, aplicados a la señal de corriente, podrían cortocircuitar los conductores secundarios que conectan los devanados secundarios de dichos transformadores de corriente a los contadores eléctricos, insertar

derivaciones en el circuito de corriente que procede de los interruptores de prueba, cortocircuitar los devanados o los circuitos de corriente en el interior de los contadores eléctricos, etc. Más aún, es importante puntualizar que estas acciones pueden ser intermitentes o temporales y, en algunas situaciones, incluso ninguna inspección es capaz de determinar que se están usando fraudes, dado que se retiran previamente a la inspección. Estos frecuentemente se ponen de nuevo en su sitio cuando los equipos de la compañía salen de la unidad de consumo después de la inspección. Estas acciones se diseñan para cubrir una irregularidad que enmascare una reducción en el consumo.

La reducción en el valor de la corriente eléctrica medida que circula en el transformador de corriente puede ser producida por una simple desconexión de carga, por un error de conexión (intencionado o no) en los transformadores de corriente o en los respectivos conductores secundarios, o por la utilización de fraudes o irregularidades, de modo que produzcan una infrafacturación en el consumo de la potencia eléctrica real registrada por el medidor que mide el consumo en la subestación o unidad de consumo, haciendo a veces difícil probar, incluso mediante acciones legales, que se han realizado actos improcedentes, sobre todo en el caso de irregularidades temporales.

Los medidores electrónicos más modernos de la potencia eléctrica ya conocidos en el estado de la técnica tienen almacenamiento masivo y son capaces de presentar una curva de carga y detectar lagunas de corriente, como se describe, por ejemplo, en la Patente Norteamericana US 5.924.051, propiedad de General Electric Company, relativa a la capacidad de un medidor de registrar curvas de carga. Sin embargo, la simple confirmación de una laguna de corriente no es suficiente para probar el fraude, dado que podría ser producido por una reducción de carga.

Se han diseñado algunas técnicas para implementar una inspección por medio de medidores de corriente instantáneos, tal como, por ejemplo, la descrita en la solicitud de modelo de utilidad número MU 8303368-8 U que describe un sistema para la comparación de las corrientes instantáneas y una comunicación en tiempo real para evaluar las desviaciones e irregularidades en la instalación de distribución. Dicha aplicación se basa en la detección de desviaciones de las corrientes instantáneas y no usa la corriente acumulada para esta función, provocando la necesidad de una memoria de almacenamiento digital para almacenamiento de información de las corrientes instantáneas o el uso de un sistema de comunicaciones entre las estaciones para realizar una comparación en tiempo real.

Hay también técnicas que usan el ya ampliamente conocido principio de medición de la diferencia en la corriente entre los devanados secundarios de dos transformadores de corriente, como se describe en la Solicitud de Patente P10505840-6 A, para indicar desviaciones de corriente. En cualquier caso, esa técnica, junto a no ser aplicada a casos de medición indirecta de facturación, no cuantifica los consumos de la cantidad de amperios hora (Ah), lo que es equivalente a una corriente eléctrica integrada en el tiempo, no supervisa los fallos de potencial en estos transformadores de corriente, necesita una fuente de potencia dedicada, no es capaz de identificar desviaciones de corriente en el interior de los contadores eléctricos y tampoco tiene las características de inviolabilidad de la presente invención. Este documento también fracasa en la identificación de manipulaciones en el sistema de medición producidas por actos inapropiados en los circuitos de medición de potencial, como se realiza por la presente invención, por medio del registro de la cantidad de voltios hora (Vh).

Algunas técnicas tratan de supervisar los circuitos secundarios de los transformadores de corriente por medio de la inyección de señales en sus recepciones respectivas, como se describe en la Patente GB 2424286 A, existiendo entonces la necesidad de un detector adicional específico para identificar las posibles manipulaciones, lo que hace a esta solución más compleja, junto a no garantizar la identificación de las desviaciones en el interior del circuito de corriente del contador eléctrico y tampoco permitir la cuantificación apropiada de los consumos de la cantidad de amperios hora (Ah). La patente mencionada anteriormente no identifica las manipulaciones en el sistema de medición asociadas con actos inapropiados sobre los circuitos de potencial por medio del registro de la cantidad de Vh, limitando el campo de aplicación.

Adicionalmente, cualquier fallo del transformador de corriente produce un error indeseable en la relación de transformación. Por ejemplo, un cortocircuito entre las espiras en la corriente secundaria puede hacer que la relación nominal corriente primaria/corriente secundaria disminuya. Si está en desarrollo una supervisión continua, este defecto se puede detectar más rápidamente, con una mayor sensibilidad y no solamente durante las inspecciones periódicas.

En relación a los transformadores de potencial tanto inductivos como capacitivos, las acciones suceden frecuentemente con la intención de proporcionar un infra-registro de la medición del consumo real de la unidad de consumo. Estas acciones pueden ser la interrupción del conductor secundario que alimenta el circuito de potencial del contador eléctrico a la inserción de divisores de tensión en los circuitos respectivos o incluso en el interior del medidor, de modo que provoque una infrafacturación de la potencia eléctrica real consumida.

Los medidores electrónicos más modernos conocidos en el estado de la técnica tienen la capacidad de detectar cualquier caída de tensión. El documento WO9960415, asignado a ABB, por ejemplo, describe un aparato y un método para la detección de posibles manipulaciones en los circuitos de potencial mediante la determinación del desplazamiento entre la distribución de tensión del medidor, pero solamente aplicada al caso de medición por medio

de dos elementos, tres hilos. En dicha patente, las reducciones de tensión aplicadas al medidor, producidas por medios ilegales, no son tampoco registradas en los transformadores de potencial por medio del medidor de voltios hora (Vh).

5 Más aún, en muchas situaciones, la compañía no posee un registro de las tensiones a todo lo largo del sistema de distribución y/o transmisión completo, y es incapaz de confirmar, por comparación, si la información sobre las caídas de tensión almacenadas en el medidor son el resultado de acciones ilegales, interrupciones o fallos en el sistema de distribución y/o transmisión o en el circuito de potencial del medidor, significando que son difíciles de probar los actos potencialmente ilegales.

10 Una alternativa hallada normalmente para minimizar las pérdidas en las instalaciones de medición indirecta consiste en instalar instrumentos en el exterior de las unidades de consumo en los transformadores, frecuentemente encapsulados con los contadores electrónicos y unidades accesorias para la telemedición, en una única carcasa, como se muestra, por ejemplo, en el documento P10402716, relacionado con los procesos de fabricación de conjuntos de medición remotos. Esta solución cuesta frecuentemente varias veces el valor de una medición tradicional, además de requerir grupos especiales para la instalación, mantenimiento, comprobación y calibración de campo, que se realizan en una línea activa en las redes de distribución de media tensión. El servicio de calibración, por ejemplo, ha de ser realizado en área pública, con el uso de escaleras y bajo diferentes condiciones atmosféricas, haciendo a esta tarea, que se requiere por las normas reguladoras, compleja, laboriosa y cara.

20 Junto a ello, esta técnica no comprende una supervisión permanente de los transformadores de corriente o potencial ya instalados. Esta técnica también presenta una dificultad y una desventaja en el hecho de que cuando tiene lugar un fallo en algunos de los componentes del conjunto, particularmente en los transformadores de potencial y los transformadores de corriente, o en casos de incremento o reducción de la carga contratada, el aparato necesita ser completamente sustituido, incluyendo todos los costes que se han mencionado previamente, junto a conjuntos completos adicionales en un almacén de repuestos.

30 Se observa también que los transformadores de corriente no tienen en su cuerpo o carcasa ningún medio que muestre información sobre el desplazamiento angular (desviación de fase) entre la corriente secundaria y la corriente primaria, cuando los transformadores están en funcionamiento. Actualmente, esta información se obtiene por medio de ensayos de precisión realizados más frecuentemente en condiciones de carga preestablecidas del transformador de corriente y las respectivas cargas secundarias impuestas sobre su devanado.

35 En consecuencia, a menos que el transformador de corriente se extraiga para ensayo o por medio de un procedimiento de ensayo completo en campo, no es posible realizar una evaluación en tiempo real del rendimiento del transformador de corriente considerando el error de ángulo de fase como un aspecto relevante.

40 Por lo tanto, la técnica actual consiste en la extracción del transformador de corriente para ensayos en laboratorio del desplazamiento angular, e incurre en costes de transporte, desmontaje, nuevo montaje y también en el riesgo de manejo inapropiado. La curva de precisión del transformador de corriente sólo se puede ajustar en el laboratorio mediante la programación de los parámetros en el contador. En este caso, la supervisión del rendimiento de los transformadores de corriente y de los fallos eventuales y desequilibrios aún no se realiza en tiempo real.

45 En base a lo anterior, se concluye que en la técnica actual no hay dispositivos o procesos utilizados en el transformador en sí que sean adecuados para transformadores de corriente y de potencial que permitan obtener una información relativa a su rendimiento interno en tiempo real. Además, no hay dispositivos o procesos conocidos aplicables a los transformadores de corriente y potencial que realicen las tareas mencionadas previamente y al mismo tiempo permitan obtener una información relativa al circuito completo a partir de los devanados de los transformadores hasta muy adentro de los medidores electrónicos o electromecánicos, para verificación, confirmación y prueba legal de cualquier irregularidad o fallo en la medición operativa o de facturación de las unidades de consumo o subestaciones que tengan esta clase de equipo (medición indirecta).

50 De acuerdo con el estado actual de la técnica, el software interior de ciertos medidores electrónicos es capaz de identificar ciertos eventos tales como, por ejemplo, la inversión del circuito de corriente, ausencia de tensión en el circuito de potencial, apertura de la cubierta del medidor. Pero estos recursos tienen una aplicación limitada, y no son suficientes para probar la desviación, adulteración o cualquier fallo en los circuitos de corriente y potencial de la medición indirecta asociada a los respectivos transformadores de instrumentación. Tampoco permiten la verificación inmediata de si la reducción en el consumo fue real o el resultado de un fraude utilizado para provocar una infrafacturación del consumo de potencia.

60 El documento US 6.671.635 describe un sistema que mejora la precisión de un dispositivo electrónico inteligente que puede funcionar para supervisar la energía eléctrica usando sensores de medición. Estos sensores de medición se pueden ensayar para determinar sus curvas características mediante la simulación de las condiciones de funcionamiento. El dispositivo electrónico inteligente puede aplicar las curvas características durante el funcionamiento.

65

El documento GB 2248307 describe una disposición para la detección del consumo fraudulento de electricidad. La disposición comprende un medidor para la medición de la electricidad consumida en una carga conectada a un suministro. Se oculta un dispositivo dentro de una abertura para proporcionar una indicación oculta de la cantidad de electricidad consumida en la carga. El dispositivo puede incluir un transformador de corriente, puente rectificador y un indicador electromecánico de mercurio del tiempo transcurrido.

### Objetivos de la invención

Un primer objetivo de la invención es proporcionar un sistema de autosupervisión para transformadores de corriente y potencial y medición de la potencia eléctrica asociada que tenga un bajo coste, alta viabilidad y que se pueda instalar tanto como parte integral del sistema de medición de funcionamiento y facturación de la compañía eléctrica, como para comprobaciones e inspecciones periódicas o permanentes.

Otro objetivo de la invención es proporcionar un sistema de autosupervisión para transformadores de corriente y potencial y mediciones de la potencia eléctrica asociada, que sea inviolable (medición electrónica encapsulada con el transformador de corriente y/o potencial), que tenga una precisión adecuada, sin ninguna alteración o dificultad instalación y que permita una autosupervisión constante y continua de cualquier fallo o irregularidad que pueda surgir en el circuito de corriente y/o potencial de la medición operativa o de facturación.

Es también un objetivo de la invención proporcionar un sistema de autosupervisión para transformadores de corriente y potencial y medición de la potencia eléctrica asociada capaces de probar cualquier estratagema empleada para provocar la infrafacturación de la potencia eléctrica consumida, debido a que mantiene un registro permanente e inviolable de la integración de la corriente y tensión a lo largo del tiempo.

Es un objetivo de la presente invención permitir la estimación del rendimiento funcional de los transformadores de corriente y potencial en el campo, facilitando eventuales diagnósticos.

Otro objetivo de la invención es proporcionar un método de supervisión y diagnóstico de transformadores en una instalación de medición de potencia en una red eléctrica de distribución y/o transmisión de potencia que, en base a los resultados medidos para ciertas magnitudes eléctricas, genere diagnósticos en base a los resultados de las comparaciones.

### Breve descripción de la invención

Los objetivos de la invención se consiguen mediante un sistema de supervisión de acuerdo con la reivindicación 1 y un método de supervisión y diagnóstico de acuerdo con la reivindicación 16.

El sistema comprende al menos un transformador de corriente y al menos un medidor de la corriente eléctrica integrada en el tiempo, y cada uno de los medidores de Ah se conecta a solamente un devanado del transformador de corriente, y puede también comprender al menos un transformador de potencial y un medidor de tensión eléctrica integrada en el tiempo (Vh) conectado a su devanado secundario. Adicionalmente, el sistema puede comprender una unidad de medición externa conectada a la entrada de potencia de un punto de recepción de potencia que está siendo alimentado por dicho punto de distribución y/o transmisión de potencia eléctrica, y la unidad de medición externa mide al menos una magnitud de potencia eléctrica suministrada en la entrada de potencia del punto de recepción de potencia.

La unidad de medición externa puede comprender un medidor de una magnitud integrada conectado a su base. El punto de recepción puede ser una unidad de consumo, definida como conjunto de instalaciones eléctricas y equipos caracterizado por la recepción de potencia eléctrica en un punto de suministro o una subestación.

La unidad de medición externa puede estar en la forma de un contador eléctrico-electrónico. Estos medidores eléctrico-electrónicos están presentes en la amplia mayoría de unidades de consumo o subestaciones de medición indirecta.

El medidor de la magnitud eléctrica integrada en el tiempo puede ser un medidor de amperios hora (Ah) o voltios hora (Vh).

El medidor de amperios hora se puede situar en el devanado primario y/o secundario de cualquier clase de transformador de corriente, para la medición, instalado en unidades de consumo y/o subestaciones, a cualquier nivel de tensión. La combinación de un transformador de corriente y al menos un medidor de Ah se define como una unidad de transformación de corriente autosupervisada (UAMTC).

El medidor de voltios hora (Vh) se puede conectar al devanado secundario de cualquier clase de transformador de potencial para la medición instalada en unidades de consumo y/o subestaciones, a cualquier nivel de tensión. La combinación del transformador de potencial y el medidor de Vh se define como una unidad de transformación de potencial autosupervisada (UAMTP).

Los medidores de una cierta magnitud eléctrica pueden ser una parte integral del cuerpo o una única pieza del transformador de la misma magnitud eléctrica fabricado previamente para este propósito o pueden estar conectados al transformador de la misma magnitud ya existente, incluyendo las funciones de medición, registro y la posibilidad de almacenamiento en una memoria de almacenamiento y la transmisión o transferencia de los valores medidos a visualizadores o unidades externas, centros de lectura y recogida, locales o remotos, de estos datos.

El sistema de supervisión comprende también un Módulo de Comunicaciones Remotas (RCM), conectado a la salida de al menos un medidor de la magnitud eléctrica, para transmitir la cantidad de valores medidos eléctricos integrados en el tiempo a una estación de telemedición. El sistema comprende también una Unidad de Registro y Comunicación (RCU) que recibe y almacena la información medida, mediante un canal de comunicación de datos inalámbrico, desde el Módulo de Comunicaciones Remotas y es capaz de transmitir esta información de medición a la estación de telemedición. Una Unidad de Registro y Comunicación puede recibir y almacenar también información de medición desde la unidad de medición externa. La Unidad de Registro y Comunicación es capaz de transmitir los datos recibidos y almacenados a una de entre la estación de telemedición, un Dispositivo de Lectura/Recogida de Información y una unidad de medición externa.

Preferiblemente, al menos un medidor y los transformadores están encapsulados en la misma carcasa. Adicionalmente, el Módulo de Comunicaciones Remotas (RCM) está montado en dicha carcasa, junto con los transformadores y los medidores.

La Unidad de Registro y Comunicación puede comprender también una memoria de almacenamiento en la que se almacenan la cantidad de valores medidos y un visualizador muestra los valores de las magnitudes eléctricas medidas por al menos un medidor.

El sistema de supervisión puede comprender también un Dispositivo de Lectura/Recogida de Información portátil que recibe y almacena información de medición desde al menos uno de entre el Módulo de Comunicaciones Remotas, la Unidad de Registro y Comunicaciones, la unidad de medición externa, los medidores Ah de corriente eléctrica integrada en el tiempo y los medidores Vh de tensión eléctrica integrada en el tiempo. El Dispositivo de Lectura/Recogida de Información debería ser capaz también de transmitir los datos recibidos y almacenados a al menos una de entre la estación de telemedición, una unidad de medición externa y la Unidad de Registro y Comunicación.

El sistema de supervisión puede comprender también un visualizador capaz de visualizar los valores de las magnitudes eléctricas medidas por al menos un medidor y una relación de transformación de corriente en un cierto intervalo de tiempo.

La unidad de transformación de corriente autosupervisada (UAMTC) y la unidad de transformación de potencial autosupervisada ((UAMTP) se pueden instalar en la unidad de consumo o subestación, en el cubículo o panel de medición, como un equipo específico del sistema de medición funcional o de facturación o con el propósito de comprobación e inspección, instalado en la derivación de entrada, fuera de la unidad de consumo o subestación.

En el sistema de supervisión de acuerdo con la invención, al menos uno de entre el Dispositivo de Lectura/Recogida de Información LCI, la Unidad de Registro y Comunicación RCU y la unidad de medición externa, pueden realizar automáticamente una función de comparación y diagnóstico, siendo capaces de procesar los datos de al menos uno de entre los medidores de magnitud eléctrica integrada en el tiempo, Ah y/o Vh, y la unidad de medición externa, y de comparar los datos recibidos y entregar diagnósticos en base a los resultados de las comparaciones. Esta función se puede realizar también por un operador, tanto local como remotamente.

En una realización alternativa, el sistema de supervisión comprende también un módulo electrónico cuyas entradas son las señales de corriente procedentes de los medidores de corriente eléctrica Ah situados en los devanados primario y secundario del mismo transformador de corriente. El módulo electrónico es capaz de medir la diferencia angular entre las señales de corriente primaria y secundaria.

Con respecto al método de supervisión y diagnóstico, la etapa de medición puede incluir adicionalmente las siguientes lecturas: medición de una corriente eléctrica en el devanado primario de al menos un transformador de corriente eléctrica; medición de la corriente eléctrica en el devanado secundario de al menos un transformador de corriente eléctrica; medición de la tensión eléctrica en el devanado secundario de al menos un transformador de potencial y medición con una unidad de medición de potencia eléctrica externa en un punto de recepción de potencia que recibe la potencia desde punto de suministro de potencia en el que se conecta la instalación de medición.

La etapa de realización de comparaciones puede incluir adicionalmente las siguientes comparaciones: comparación de las mediciones desde diferentes devanados de un mismo transformador; comparación de la lectura obtenida directamente desde una magnitud eléctrica integrada en el tiempo del devanado secundario de un transformador con la lectura obtenida de la misma magnitud eléctrica en una unidad de medición externa; comparación de estos valores con relación a las corrientes eléctricas integradas en el tiempo en uno de los devanados de al menos dos transformadores de corriente y comparación de estos valores relativos a las tensiones eléctricas integradas en el

tiempo en el devanado secundario de al menos dos transformadores de potencial.

Las etapas de realización de comparaciones entre los valores medidos; generación de resultados a partir de las comparaciones y formulación de un diagnóstico en base a los resultados de las comparaciones, se puede realizar automáticamente por una circuitería conectada a la instalación de medición de potencia, o manualmente mediante, entre otros, un operador situado en el lugar de medición de potencia y un operador situado en un lugar remoto respecto al lugar de medición de potencia.

La etapa de realización del diagnóstico se basa en el análisis de los resultados de las comparaciones realizadas, siendo los principales diagnósticos formulados: la identificación de la apertura de cualquier fase a través de la desconexión del conductor de conexión del devanado secundario del transformador de potencial a la unidad de medición externa o en la unidad de medición externa en sí, cuando el valor  $V_h$  correspondiente a esa fase en la unidad de medición externa es menor que el valor  $V_h$  en el transformador de potencial correspondiente a esa fase específica; identificación de la reducción momentánea o permanente en el valor de la tensión en cualquiera de las fases cuando el valor  $V_h$  correspondiente a esa fase en la unidad de medición externa es más bajo que el valor  $V_h$  en el transformador de potencial correspondiente a esa fase específica; identificación de fallos en el transformador de corriente si el valor  $A_h$  del primario del transformador de corriente difiere del valor  $A_h$  del secundario del mismo transformador de corriente, considerando la relación de transformación de corriente respectiva; identificación de desviaciones de la potencia eléctrica mediante derivaciones de conductores secundarios en el cableado que conducen a la unidad de medición externa o en el interior de la unidad de medición externa cuando el valor  $A_h$  del secundario del transformador de corriente de una fase específica difiere del valor  $A_h$  medido por la unidad de medición externa, relativo a esa fase; identificación de errores de registro relativos a la relación de transformación de corriente, si el valor de  $A_h$  del primario del transformador de corriente difiere del valor de  $A_h$  referido al primario de la unidad de medición externa; identificación de errores en el transformador de corriente o cualquier fallo en dicho equipo en base a la comparación de las magnitudes primaria y secundaria de  $A_h$ , identificación de posibles desequilibrios de tensión entre fases en donde haya diferentes valores  $V_h$  e identificación de posibles desequilibrios de corriente entre fases donde haya diferentes valores de  $A_h$ ; identificación del posible desplazamiento angular entre la señal de corriente del devanado secundario y la señal de corriente del devanado primario de un transformador de corriente, proporcionando información sobre la magnetización y condiciones del núcleo de material ferromagnético del transformador de corriente.

#### Breve descripción de los dibujos

Se describirá ahora con mayor detalle la presente invención, en base a un ejemplo de realización representada en los dibujos. Las figuras muestran:

- figura 1 - un diagrama esquemático de una primera realización del sistema de autosupervisión individualizado para transformadores de la presente invención;
- figura 2 - una vista en perspectiva de una implementación constructiva de la primera realización del sistema de acuerdo con la invención, que incluye un transformador de corriente y un transformador de potencial;
- figura 3 - un diagrama esquemático de una segunda realización del sistema de la presente invención, en el que los valores de amperios hora medidos a partir del transformador de corriente y los valores de voltios hora medidos a partir del transformador de potencial se envían a unidades remotas;
- figura 4 - una vista esquemática de una tercera realización del sistema de acuerdo con la invención, que incluye varios transformadores de corriente y potencial, en una instalación de medición de potencia eléctrica de una red del sistema eléctrico de potencia;
- figura 5 - un diagrama esquemático de una realización preferida del módulo de comunicaciones remoto aplicado al sistema de la presente invención;
- figura 6a - una vista esquemática de un circuito de medición aplicado a una realización de la presente invención, que usa un medidor del tipo enchufable;
- figura 6b - una vista esquemática del circuito de una primera realización del medidor de tipo enchufable que mide amperios hora y voltios hora, usado en mediciones con tres hilos;
- figura 6c - una vista esquemática del circuito de una segunda realización del medidor del tipo enchufable que mide amperios hora y voltios hora, usado en mediciones con cuatro hilos;
- figura 6d - una vista esquemática del circuito de una tercera realización del medidor del tipo enchufable que mide amperios hora, usado en mediciones con tres hilos;
- figura 6e - una vista esquemática del circuito de una cuarta realización del medidor del tipo enchufable que mide amperios hora, usado en mediciones con cuatro hilos;
- figura 6f - una vista esquemática del circuito de una quinta realización del medidor del tipo enchufable que mide voltios hora, usado en mediciones con tres hilos;
- figura 6g - una vista esquemática del circuito de una sexta realización del medidor del tipo enchufable que mide voltios hora, usado en mediciones con cuatro hilos;
- figura 7 - una vista esquemática de una cuarta realización del sistema de acuerdo con la invención, en el que los transformadores y los medidores de corriente y tensión están encapsulados juntos; y
- figura 8 - un diagrama esquemático de una quinta realización del sistema de la presente invención, que comprende un módulo electrónico que calcula el desplazamiento angular entre una señal de corriente medida

en el devanado secundario y otra señal de corriente medida en el devanado primario de un transformador de corriente.

### Descripción detallada de los dibujos

5 La figura 1 representa una primera realización del sistema de autosupervisión individualizado para transformadores, de la presente invención. El sistema de autosupervisión se aplica a una instalación de medición de potencia eléctrica en una red de potencia eléctrica de distribución y/o transmisión. Preferiblemente, estas instalaciones incluyen puntos de distribución de potencia para medir la energía distribuida a las estaciones de consumo o a una subestación de distribución y/o transmisión.

10 El sistema comprende al menos un transformador 31, 33 usado para medir la potencia. Preferiblemente, el transformador es un transformador de potencial 33, un transformador de corriente 31 o una combinación de estos transformadores, que están conectados a la red y/o transmisión de potencia y se usan normalmente solamente con propósitos de medición de la potencia eléctrica. Sin embargo, el sistema puede comprender también otros tipos de transformadores, o más de un transformador de potencial y corriente simultáneamente, por ejemplo, conectados a diferentes fases de la potencia que está siendo distribuida.

20 Se conecta directamente un medidor de magnitud eléctrica integrada en el tiempo, a uno de los devanados del transformador. Este medidor debe ser capaz de medir y registrar la magnitud eléctrica de dicho devanado. Como se puede ver en la figura 1, en una realización preferida de la invención, un medidor de corriente integrada en el tiempo (amperios hora) Ah 3 está conectado en serie con el devanado primario 31\_1 del transformador de corriente 31, que transporta una corriente eléctrica a una unidad de consumo o una subestación 2. Otro medidor de corriente Ah 4 está conectado en serie con el devanado secundario 31\_2 del transformador de corriente 31. Por otro lado, en el transformador de potencial 33, el medidor de tensión integrada en el tiempo (voltios hora) Vh 13 está conectado en paralelo con el devanado secundario 33\_2. Los medidores de tensión Vh y corriente Ah deben ser capaces de medir la tensión integrada (voltios hora) y/o la corriente integrada (amperios hora) originada en el circuito de alta, media y baja tensión, y registrar los datos medidos. Preferiblemente, los medidores deberían tener una memoria de almacenamiento, en la que se almacenen todos los datos medidos durante el transcurso de un intervalo de tiempo predefinido. Este recurso es responsable de asegurar que el sistema es inviolable, dado que incluso si otros dispositivos de medición de potencia externa normalmente usados en los puntos de consumo o subestación están dañados, los datos de la magnitud integrada en el tiempo permanecerán almacenados en los medidores de Ah y Vh. Para medir Vh y Ah, se pueden usar circuitos analógicos de tiristores, con una previsión para su uso en un sistema digital, u otra clase de circuito capaz de medir tensión y/o corriente integrada en el tiempo.

35 Como se puede ver en la figura 1, de acuerdo con esta realización de la invención, los medidores de corriente Ah y el medidor de tensión Vh están encapsulados respectivamente en la misma carcasa del transformador de corriente y del transformador de potencial, identificados de aquí en adelante respectivamente como UTC, 1 y UTP, 14.

40 Los medidores de corriente Ah y tensión Vh pueden ser partes integrales del cuerpo de transformador, o partes individuales, o simplemente conectados en la proximidad de los devanados de los transformadores, de tal manera que no haya posibilidad de que exista una derivación o pérdida significativa de potencia entre los transformadores y los medidores respectivos.

45 En esta realización de la invención ilustrada en la figura 1, el devanado secundario 31\_2 del transformador de corriente 31 y del transformador de potencial 33 se conectan a una unidad de medición externa 5, que recibe la corriente del transformador de corriente 31 y la tensión del transformador de potencial 33. Se puede usar un medidor electrónico un medidor electromecánico de potencia como unidad de medición externa 5. Los medidores electrónicos están ya presentes en la mayor parte de las unidades de consumo y subestaciones con medición indirecta. Estos medidores tienen registros internos de las magnitudes eléctricas que se están midiendo. Opcionalmente, es posible también usar los medidores de Ah y Vh equipados conjuntamente a la base de los medidores electromecánicos o medidores electrónicos sin la función de Vh y Ah, por ejemplo, por medio de los enchufes mostrados en las figuras 6a, 6b, 6c, 6d, 6e, 6f y 6g.

55 Los medidores de corriente Ah y tensión Vh, en una disposición preferida, incluyen las funciones de medición, registro, almacenamiento en la memoria de almacenamiento y transmisión o transferencia de los valores medidos de la magnitud eléctrica respectiva a los visualizadores, o unidades/oficinas de lectura y recogida externas, locales o remotas respecto a estos datos.

60 Preferiblemente, el sistema de acuerdo con la presente invención comprende también una unidad que realiza las funciones de comparación y diagnóstico, que se pueden ser el Dispositivo de Lectura/Recogida de Información LCI 9, la Unidad de Registro y Comunicación RCU 7 y/o una unidad de medición externa 5, que se describirá con mayor detalle adicionalmente más adelante. Para realizar las funciones de comparación y diagnóstico, esta o estas unidades deben recibir los datos medidos obtenidos mediante al menos algunos de los medidores de magnitud eléctrica, y ser capaces de comparar los datos recibidos, producir comparaciones a partir de estos resultados y entregar diagnósticos en base a los resultados de las comparaciones. Por ejemplo, en la realización de la invención

en la que la unidad de medición externa 5 realizará las funciones de comparación y diagnóstico, debería recibir también los datos medidos de los medidores de Ah y Vh, o bien mediante conexión directa, bien mediante un Módulo de Comunicaciones Remotas de la clase descrita anteriormente, o bien mediante una Unidad de Registro y Comunicación o Dispositivo de Lectura/Recogida de Información 9.

5 Sin embargo la realización de las funciones de comparación y diagnóstico por medio de una de estas unidades no es esencial para el sistema de la presente invención, dado que estas funciones se pueden realizar manualmente o visualmente por un operador o técnico, que puede visualizar los datos medidos de tensión y corriente, realizar comparaciones entre los datos medidos, producir resultados a partir de estas comparaciones y entrega los diagnósticos en base a los resultados de las comparaciones. Esta operación se puede realizar por el operador local o remotamente.

15 La figura 2 presenta una vista en perspectiva de una realización del sistema de acuerdo con la invención ilustrada en la figura 1, en la que los medidores de Ah y el medidor de Vh se integran respectivamente en la misma carcasa de los transformadores de corriente y potencial.

20 En la figura 2, la unidad de transformación de corriente autosupervisada tiene dos medidores de Ah encapsulados dentro de su carcasa. Los medidores de Ah transmiten a los visualizadores externos 6 los valores de las corrientes eléctricas integradas en el tiempo a partir de los devanados primario y secundario del transformador de corriente.

En una disposición preferida, es posible usar uno o dos visualizadores, que pueden presentar también una relación de transformación de corriente real, o indicar cuando tiene lugar una diferencia por encima de un cierto valor en dicha relación.

25 En la misma figura se introduce una implementación constructiva posible de una unidad de transformación de potencial autosupervisada UAMTP 14, con un medidor de tensión Vh encapsulado en el interior de la carcasa de la unidad y conectado al devanado secundario del transformador. El medidor de Vh transmite el valor de la tensión eléctrica del devanado secundario integrada en el tiempo a un visualizador 15.

30 Como se puede ver en la figura 2, el sistema puede comprender también dispositivos de salida para calibración, uno para la magnitud Ah 17 y otro para la magnitud Vh 18, así como una unidad de medición externa 5 de la potencia eléctrica, en el presente documento también denominada como un medidor electrónico.

35 La figura 3 representa una vista esquemática de una segunda realización del sistema en el que los valores de Ah y Vh medidos desde los transformadores de corriente y potencial se envían a unidades remotas, que proporcionan medios adicionales para la lectura directa de los visualizadores de UTC 1 y UTP 14.

40 Una de las unidades remotas es la Unidad de Registro y Comunicación - RCU 7, cuya finalidad es ser una opción adicional para la obtención automáticamente de los datos medidos tanto de la corriente integrada en el tiempo, mediante los medidores de Ah 3 y 4, como de la tensión eléctrica integrada en el tiempo, mediante el medidor de Vh 13. Por ejemplo, cuando surgen dificultades en la lectura de los visualizadores incorporados en las unidades de transformación de corriente 1 autosupervisadas o en las unidades de transformación de potencial 14 autosupervisada.

45 Para este propósito, la Unidad de Registro y Comunicación RCU 7 se puede colocar en un cubículo de medición 11, próxima a la unidad de medición externa 5. La Unidad de Registro y Comunicación RCU 7 puede transmitir también los valores al centro de telemedición 27 de la compañía o subestación. Esto es solamente necesario si es deseable obtener la información de una manera más rápida, tal como en tiempo real. La RCU 7 puede transmitir los datos también a un Dispositivo de Lectura/Recogida de Información 9 o a una unidad de medición externa 5, si uno de estos dispositivos ha de realizar las funciones de comparación y diagnóstico.

50 Opcionalmente, la RCU 7 puede recoger la información del medidor de potencia eléctrica 5 y/o desde los medidores de Ah y Vh, que pueden estar conectados directamente a la RCU 7 o estar conectados a los dispositivos de transmisión que transmiten los valores medidos por ellos a la RCU 7. Adicionalmente, la RCU 7 puede realizar también la función de comparación y diagnóstico, comparando los valores medidos, generando resultados a partir de las comparaciones y formulando los diagnósticos en base a los valores medidos de amperios hora y voltios hora y otras magnitudes medidas por el sistema.

60 La unidad de registro y comunicación 7 comprende básicamente una interfaz de entrada y salida, un controlador con una memoria simple y/o memoria de almacenamiento y una fuente de alimentación.

65 Como se puede ver en la figura 3, el sistema puede comprender también una segunda unidad remota denominada como Módulo de Comunicaciones Remotas RCM 8, que transmite los datos de corriente o tensión integrados en el tiempo, tanto a la RCU 7 como a un dispositivo de recogida de datos remoto y un Dispositivo de Lectura/Recogida de Información LCI 9 que es un dispositivo portátil para la recogida de datos remota y automáticamente.

El Módulo de Comunicaciones Remotas 8 comprende básicamente una interfaz de entrada interior, un controlador de memoria, una interfaz de salida y, cuando se usa con el UTC 1, preferiblemente, una fuente de alimentación que no tenga una batería, procedente la alimentación de la instalación del consumidor en sí.

5 El LCI 9 puede recoger opcionalmente información del medidor de potencia eléctrica 5 y desde los medidores de Ah y Vh, que están conectados al LCI y enviar los valores medidos al mismo. Adicionalmente, el LCI puede realizar las funciones de comparación y diagnóstico, comparar los datos medidos, generar resultados a partir de las comparaciones y formular diagnósticos en base a los datos medidos de amperios hora y voltios hora y otras magnitudes medidas por el sistema.

10 El Dispositivo de Lectura/Recogida de Información 9 comprende básicamente una interfaz de entrada y salida, un controlador de memoria normal o de almacenamiento y una fuente de alimentación que se puede realizar en la forma de un dispositivo portátil.

15 En la realización representada en la figura 3, los medidores de Ah 3 y Vh 13 incluyen un Módulo de Comunicaciones Remotas inalámbrico RCM 8, encapsulado en UTC 1 o en UTP 14, que transmite los datos de corriente o tensión integrados en el tiempo a la compañía, directamente mediante telemedición, a una Unidad de Registro y Comunicación RCU 7, y/o a un dispositivo de recogida de datos remotos y un Dispositivo de Lectura/Recogida de Información LCI 9.

20 El Módulo de Comunicaciones Remotas 8 puede usar varias tecnologías para la transmisión de datos, incluyendo: GSM (Sistema Global para Comunicaciones Móviles), tecnología móvil usada preferiblemente para telefonía celular; GPRS (Servicio General de Paquetes de Radio) tecnología que incrementa la velocidad de transferencia de datos entre las redes GSM por medio de la conmutación de paquetes; ZIG-BEE, protocolo serie de alto nivel dirigido a la comunicación de radio digital con un bajo consumo de potencia; y BLUETOOTH, especificación industrial para redes de comunicaciones inalámbricas, que se puede usar por varios dispositivos tales como ordenadores portátiles, tablets, impresoras y cámaras digitales.

30 De acuerdo con la realización de la invención mostrada en la figura 3, el sistema comprende también una Unidad de Registro y Comunicación RCU 7 con un visualizador 28 respectivo, cuyo propósito es proporcionar una opción adicional de obtener automáticamente los datos medidos tanto de la corriente integrada en el tiempo por el medidor de Ah 3, 4 como de la tensión eléctrica integrada en el tiempo, mediante el medidor de Vh 13.

35 Como se muestra en la figura 3, la RCU 7 puede también transmitir los datos recibidos desde el RCM 8 a un centro de telemedición de la compañía o subestación 2, que esté situado remotamente respecto a la RCU 7.

De conformidad con la realización representada en la figura 3, el Módulo de Comunicaciones Remotas 8 puede estar instalado en las siguientes posiciones:

40 (a) en la unidad de transformación de corriente 1 autosupervisada, que recibe la información desde el medidor de amperios hora primario 3 y/o secundario 4 a través de una interfaz de entrada interior; y/o  
(b) en la unidad de transformación de potencial 14 autosupervisada que recibe la información desde el medidor de Vh 13 a través de una interfaz de entrada interior.

45 La figura 4 representa una vista esquemática de una tercera realización del sistema que incluye varios transformadores de corriente y potencial e instalada en una instalación de medición de la potencia eléctrica y un sistema de red de potencia. En esta realización de la invención, es posible tener un UTC 1 para la medición de cada fase en una red trifásica.

50 La figura 4 representa una vista general de una instalación del sistema de acuerdo con la invención, en la que los UTC 1 y los UTP 14 están conectados, por ejemplo, en una red de distribución de la compañía 12, o bien en la situación de inspección/comprobación, en el exterior de la unidad de consumo, o bien para el sistema de medición operativo o sistema de facturación per se, en el interior de la unidad de consumo o subestación, en el cubículo de medición 11.

55 Es importante clarificar que se pueden realizar otros conjuntos en los sistemas de transmisión o en subestaciones específicas, que tengan diferentes topologías.

60 La figura 5 representa un diagrama esquemático de una realización preferida de un Módulo de Comunicaciones Remotas 8.

Como se ha descrito previamente, el Módulo de Comunicaciones Remotas 8 comprende básicamente una interfaz de entrada 23 interior, un controlador de memoria 24, una interfaz de salida 25 y, en el caso de uso de un UTC, una fuente de alimentación 26.

65 En esta realización, la información recibida en la interfaz de entrada 23 interior mediante al menos uno de los medidores de magnitud eléctrica, primario Ah 3, secundario Ah 4 y/o secundario Vh 13, se envían a un controlador

de memoria que los conmuta a una interfaz de salida 25, que puede ser óptica 20 o mediante ondas de radio 21.

Es importante destacar que en el caso de la unidad de transformación de corriente 1 autosupervisada, el sistema tiene una fuente de alimentación 26 que no tiene batería, proporcionándose la alimentación mediante la corriente del  
 5 circuito de carga en sí. Cuando no es esto posible y hay necesidad de leer el valor presente en la memoria, es posible energizar el dispositivo mediante inducción electromagnética, similar a la energización usada para tarjetas magnéticas con chips. Una fuente de alta frecuencia induce unas ondas de radiofrecuencia, capturadas por una bobina especial en la fuente del módulo de comunicación remoto y esta energía se usa para alimentar el instrumento, incluso en ausencia de una corriente en el circuito de carga.

10 Para la unidad de transformación de potencial 14 autosupervisada, la fuente de tensión está ya presente en el secundario del transformador de potencial.

15 Los medidores de potencia eléctrica en el sistema pueden presentar una conexión del tipo enchufable si el medidor electrónico no tiene la capacidad de medir y registrar las magnitudes de Ah y Vh o si el medidor está basado en un principio de inducción electromecánico. Las figuras 6a a 6g ilustran varias formas posibles de realización de conexiones del tipo enchufable que se pueden usar por el sistema de la presente invención.

20 La figura 6a presenta un ejemplo de una solución preferida con una conexión del tipo enchufable, de los medidores de Ah y/o Vh, que conectan los medidores 19 al bloque de terminales del medidor de potencia eléctrica. Esta solución se puede usar en sistemas de distribución de potencia eléctrica con cualquier clase de topología, tal como, por ejemplo, delta, estrella (Y), a tierra, como se detalla en las figuras 6b, 6c, 6d, 6e, 6f y 6g.

25 La figura 6b presenta una vista esquemática del circuito de una primera realización del medidor de tipo enchufable que mide amperios hora y voltios hora, usado para una medición con tres hilos.

La figura 6c presenta una vista esquemática del circuito de una segunda realización del medidor del tipo enchufable que mide amperios hora y voltios hora para mediciones con cuatro hilos.

30 La figura 6d presenta una vista esquemática del circuito de una tercera realización del medidor del tipo enchufable que mide amperios hora para mediciones con tres hilos.

La figura 6e presenta una vista esquemática del circuito de una cuarta realización del medidor del tipo enchufable que mide amperios hora para mediciones con cuatro hilos.

35 La figura 6f presenta una vista esquemática del circuito de una quinta realización del medidor del tipo enchufable que mide voltios hora para mediciones con tres hilos.

40 La figura 6g presenta una vista esquemática del circuito de una sexta realización del medidor del tipo enchufable que mide voltios hora para mediciones con cuatro hilos.

La figura 7 representa una vista esquemática de una cuarta realización del sistema en la que el transformador de corriente 31, el medidor de amperios hora primario 3, el medidor de amperios hora secundario 4, el transformador de potencial 33 y el medidor de voltios hora 13 están encapsulados juntos, en la misma carcasa 22. Adicionalmente, el  
 45 Módulo de Comunicación y Registro 8 puede estar encapsulado en la carcasa 22, junto con al menos un transformador de corriente 31, y/o un transformador de potencial 33, adicionalmente a al menos un medidor 3, 4, 13.

Los medidores de Ah 3, 4 y de Vh 13 encapsulados juntos pueden enviar información de las magnitudes eléctricas respectivas al Módulo de Comunicaciones y Registro 8. La unidad de transformación de potencial autosupervisada y la unidad de transformación de corriente autosupervisada, que están encapsuladas en la misma carcasa 22, están conectadas a un medidor de potencia eléctrica electrónico 5 mediante un devanado secundario 33\_2 del transformador de potencial 33 y devanado secundario 31\_2 del transformador de corriente 31. Una unidad de consumo 2 está conectada en el exterior de dicha carcasa 22.

55 La figura 8 representa una vista esquemática de una quinta realización del sistema, que incluye una unidad de transformación de corriente 1 autosupervisada que comprende un medidor de corriente (amperios hora) Ah 3 conectado en serie con el devanado primario 31\_1 de un transformador de corriente 31 y otro medidor de corriente Ah 4 conectado en serie con el devanado secundario 31\_2 de este transformador de corriente 31.

60 Como se puede ver en la figura 8, la corriente procedente de los medidores de corriente eléctrica Ah 3, 4, encapsulados en la unidad de transformación de corriente 1 autosupervisada, son transmitidos a un módulo electrónico 29. El módulo electrónico 29 tiene las funciones de medición, registro, almacenamiento y transmisión, esta última función por medio del módulo RCM 8, de los datos relativos al desplazamiento angular entre la corriente primaria y secundaria.

65 El módulo electrónico 29 puede comprender alternativamente un visualizador específico 30, o estar conectado a un visualizador externo 6. El módulo electrónico transmite entonces los datos relativos al desplazamiento angular entre

las dos corrientes al visualizador 30 o al visualizador externo 6, que puede presentar, a intervalos regulares, tales como, por ejemplo, cada hora, o instantáneamente, el desplazamiento angular entre las dos corrientes, siendo los desplazamientos positivos o negativos.

- 5 Adicionalmente, el visualizador 30 puede indicar también en ciertos intervalos de tiempo, el desplazamiento angular medio, integrado en el tiempo, relativo al intervalo de tiempo más reciente considerado.

10 En consecuencia, en base al conocimiento de las lecturas registradas a partir de los valores de corriente integrados en el tiempo (amperios hora primarios y amperios hora secundarios del transformador de corriente) y los valores instantáneos de la corriente en cada devanado 31\_1, 31\_2 del transformador de corriente 31, es posible medir y registrar, a lo largo del tiempo, el desplazamiento angular entre las corrientes primaria y secundaria para diferentes condiciones operativas del transformador de corriente 31.

15 Preferiblemente, el módulo electrónico 29 puede transferir la información al Módulo de Comunicaciones Remotas RCM 8, que, a su vez, puede transmitir los datos de desplazamiento angular a la RCU 7 y al Dispositivo de Lectura/Recogida de Información LCI 9, o también al centro de telemedición 27. Alternativamente, la Unidad de Registro y Comunicación RCU 7 puede transmitir también estos datos de desplazamiento angular al centro de telemedición 27.

20 En otras palabras, los datos de desplazamiento angular calculados por el módulo electrónico 29 se pueden transmitir y almacenar por las otras unidades del sistema de acuerdo con la invención, de conformidad con la descripción de la figura 3.

25 En esta quinta realización, los medidores primario 3 y secundario 4 de Ah deberían fabricarse preferiblemente de modo que cada par conectado al transformador de corriente 31 sea tan idéntico y similar como sea posible, obteniendo así la desviación angular entre las dos corrientes con mayor precisión.

30 De acuerdo con la invención, el circuito de medición del desplazamiento angular entre los devanados primario y secundario se puede aplicar a más de un transformador de corriente de una misma instalación de medición de potencia eléctrica. Por lo tanto, los desplazamientos angulares de los devanados primario y secundario de cada transformador se pueden comparar entre sí.

35 La presente invención presenta también un método de supervisión y diagnóstico de transformadores en una instalación de medición de potencia en una red de potencia eléctrica de distribución y/o transmisión. Una instalación de medición de potencia comprende al menos un transformador y al menos un medidor de magnitud eléctrica integrada en el tiempo, conectado directamente a uno de los devanados del transformador, siendo capaz el medidor de medición y registro de la magnitud eléctrica de dicho devanado.

40 El método comprende las etapas de medición de valores de una magnitud eléctrica integrada en el tiempo directamente en al menos un devanado de al menos un transformador; realización de comparaciones entre los valores medidos; y generación de resultados a partir de las comparaciones. El método puede comprender también una etapa de generación de diagnósticos en base a los resultados de las comparaciones.

45 La etapa de medición de valores de una magnitud eléctrica integrada en el tiempo directamente en al menos un devanado de al menos un transformador puede comprender las siguientes mediciones en paralelo, o separadamente:

- medición de una corriente eléctrica integrada en el tiempo (amperios hora o Ah) en el devanado primario de al menos un transformador de corriente eléctrica;
- 50 - medición de una corriente eléctrica integrada en el tiempo en el devanado secundario de al menos un transformador de corriente eléctrica;
- medición de una tensión eléctrica integrada en el tiempo (voltios hora) en el devanado secundario de al menos un transformador de potencial.

55 En una realización preferida de la invención, estas mediciones se realizan mediante al menos uno de los medidores de Ah y medidores de Vh del tipo descrito previamente, instalado directamente conectado a los devanados primario y/o secundario de los transformadores de corriente y transformadores de potencial instalados en las redes de distribución y/o transmisión de potencia eléctrica, para medir la potencia eléctrica que llega a un cierto punto. Normalmente, estos transformadores se instalan en los puntos de distribución y/o transmisión de potencia eléctrica de la red de potencia eléctrica.

60

65 La etapa de medición de valores de una magnitud eléctrica integrada en el tiempo directamente en al menos un devanado de al menos un transformador puede comprender también la medición de la corriente eléctrica integrada en el tiempo y/o la tensión eléctrica integrada en el tiempo con una unidad de medición de potencia eléctrica externa en punto de recepción de potencia, o subestación de distribución y/o transmisión de potencia, que recibe la potencia desde un punto de distribución y/o transmisión o suministro de energía al que la instalación de medición está

conectada. Estas unidades de medición externa, como se ha establecido previamente, pueden ser medidores electrónicos o electromecánicos de potencia eléctrica.

5 Las etapas de realización de comparaciones entre los valores medidos y generación de resultados a partir de las comparaciones se realizan preferiblemente automáticamente por medio de un circuito comparador. En el sistema de acuerdo con la presente invención descrita en el presente documento, las etapas de comparación y generación de resultados se pueden realizar por la Unidad de Registro y Comunicación 7, por el Dispositivo de Lectura/Recogida de Información 9, por la unidad de medición de potencia eléctrica externa 5 o por el módulo electrónico 29 para medición del desplazamiento angular.

10 En otra realización alternativa de la presente invención, la etapa de comparación se puede realizar por un operador/empleo de una compañía autorizada. En tal caso, el empleado debería visualizar los valores de corriente y/o tensión integrados medidos y visualizados por los medidores de Ah y/o medidores de Vh y/o otros medidores electrónicos o electromecánicos. En base a los resultados obtenidos por sus propias observaciones, el empleado puede deducir la función de diagnósticos, fallos, robo de potencia, entre otros.

15 En la realización de la invención mostrada en la figura 8, las etapas de comparación entre los valores medidos y generación de resultados a partir de las comparaciones pueden incluir la comparación entre las corrientes primaria y secundaria del mismo transformador, y el cálculo, en el módulo electrónico 29 para medición de desplazamientos angulares, del desplazamiento angular entre estas corrientes primaria y secundaria.

20 En esta misma realización de la invención, la etapa de generación de resultados a partir de las comparaciones comprende alternativamente la comparación en conjunto de los valores relativos al desplazamiento angular obtenidos en los módulos electrónicos 29 de los transformadores de corriente que están instalados próximos, en un mismo circuito o instalación.

25 La etapa de diagnóstico puede realizarse alternativamente automáticamente y digitalmente, directamente por medio de la Unidad de Registro y Comunicación 7, el Dispositivo de Lectura/Recogida de Información 9, la unidad de medición de potencia eléctrica externa 5, el módulo electrónico 29 para la medición de desplazamientos angulares, también mediante un centro de telemedición de la compañía o subestación, que sea capaz de interpretar los resultados a partir de las comparaciones, e identificar el diagnóstico correspondiente a cada resultado obtenido.

30 La comparación de estas magnitudes eléctricas permite que se diagnostiquen varias situaciones. A continuación están los procedimientos comparativos principales que son parte de la presente invención:

35 ASOCIADOS A LA CORRIENTE ELÉCTRICA INTEGRADA EN EL TIEMPO:

a) Comparación entre los valores de Ah relativos a la corriente integrada en el tiempo que circula a través del devanado primario del transformador de corriente con los valores de Ah relativos a la corriente integrada en el tiempo que circula a través del devanado secundario.

La relación entre estos valores corresponde a la relación de transformación del transformador de corriente respectivo, con la consideración debida a su clase de precisión.

45 Más aún, la comparación entre las corrientes secundaria y primaria proporciona información sobre el desplazamiento angular, la obtención de la diferencia angular entre las dos señales de corriente.

EJEMPLOS DE POSIBLES DIAGNÓSTICOS:

50 **En base a la diferencia en amplitud entre las señales de corriente:**

- Identificar errores de conexión.
- Identificar errores de registro en la relación de transformación de corriente.
- Identificar fallos en el transformador de corriente.
- 55 - Identificar sobrecarga continua en el transformador de corriente, no indicada por la unidad de medición de potencia eléctrica externa.

**En base a la diferencia angular entre las señales de corriente:**

- 60 - Identificar polaridad invertida del devanado.
- Identificar el rendimiento del transformador de corriente en términos de condiciones de magnetización del núcleo, que da como resultado errores de ángulo de fase "groseros" o que señala un posible deterioro del transformador.

65 b) Comparación de los valores de Ah relativos a la corriente integrada en el tiempo que circula a través del devanado secundario del transformador de corriente, con los valores Ah respectivos relativos a la corriente integrada en el

tiempo registrada por la unidad de medición externa.

EJEMPLOS DE POSIBLES DIAGNÓSTICOS:

- 5 - Identificar desviaciones de corriente en los conductores secundarios.  
- Identificar desviaciones de corriente en el interior de las unidades de medición de potencia eléctrica externa.  
- Identificar desviaciones de la potencia eléctrica por derivación de los conductores instalados antes de la medición de facturación.
- 10 c) Comparación juntos de los valores de Ah relativos a corrientes integradas en el tiempo que circulan a través de los devanados secundario o primario de dos o tres transformadores de corriente que son parte del sistema de medición, con el propósito de evaluar el equilibrio de carga.

EJEMPLOS DE POSIBLES DIAGNÓSTICOS:

- 15 - Identificar desequilibrio de corriente en fases.  
- Identificar errores de conexión.
- 20 d) Comparación, entre sí, de los valores relativos al desplazamiento angular obtenidos en los módulos electrónicos de los transformadores de corriente que están instalados en la proximidad, en un mismo circuito o instalación.

EJEMPLOS DE POSIBLES DIAGNÓSTICOS:

- 25 - Identificar el origen del problema del desplazamiento angular, identificando, por ejemplo, si el problema reside en la instalación (manejo inapropiado durante el mantenimiento) o en el equipo en sí.

ASOCIADOS A LA TENSIÓN ELÉCTRICA INTEGRADA EN EL TIEMPO:

- 30 a) Comparación entre los valores de Vh relativos a la tensión integrada en el tiempo que aparece en el devanado secundario del transformador de potencial, con los valores Vh respectivos relativos a la tensión integrada en el tiempo registrada por la unidad de medición externa.

EJEMPLOS DE POSIBLES DIAGNÓSTICOS:

- 35 - Identificar la interrupción o desconexión de conductores secundarios.  
- Identificar trucos (fraudes) para reducir la tensión aplicada a la unidad de medición de potencia eléctrica externa, mediante divisores de tensión en los conductores secundarios.  
- Identificar trucos para reducir la tensión aplicada a la unidad de medición de potencia eléctrica externa mediante divisores de tensión en los circuitos internos de la unidad de medición de potencia eléctrica externa.
- 40 b) Comparación de los valores de Vh relativos a las tensiones integradas en el tiempo que aparecen en los devanados de los secundarios de dos o tres transformadores de potencial que son parte del sistema de medición. Estos valores deberían ser aproximadamente los mismos.

EJEMPLOS DE POSIBLES DIAGNÓSTICOS:

- 45 - Identificar desequilibrios de tensión en las fases.  
- Identificar trucos para reducir la tensión aplicada a la unidad de medición externa mediante desconexión del devanado primario.

50 A continuación hay una descripción de algunos de los diagnósticos posibles citados anteriormente, realizados en base a los resultados de las comparaciones de los valores medidos por el sistema y/o el método de acuerdo con la presente invención:

- 55 - Identificar la apertura de cualquier fase por medio de una desconexión del conductor de conexión del devanado secundario del transformador de potencial a la unidad de medición externa o en la unidad de medición externa en sí, cuando el valor de Vh correspondiente a esa fase en la unidad de medición externa es más bajo que el valor de Vh en el transformador de potencial correspondiente a esa fase específica;
- 60 - Identificar la reducción temporal o permanente en el valor de tensión de cualquiera de las fases, cuando el valor de Vh correspondiente a esa fase en la unidad de medición externa es más bajo que el valor de Vh en el transformador de potencial correspondiente a esa fase específica;
- identificar fallos en el transformador de corriente si el valor de Ah del primario de los transformadores de corriente difiere del valor de Ah del secundario del mismo transformador de corriente, de acuerdo con la relación de transformación de corriente;
- 65 - identificar desviaciones de la potencia eléctrica mediante derivación de los conductores secundarios en el cableado que conduce a la unidad de medición externa o al interior de la unidad de medición externa en sí,

- cuando el valor de Ah del secundario del transformador de corriente de una fase específica difiere del valor de Ah medido por la unidad de medición externa, relativo a esa fase;
- Identificar errores de registro relativos a la relación de transformación de corriente si el valor de Ah del primario del transformador de corriente difiere del valor de Ah de dicho primario de la medición de potencia externa;
- 5 - Identificar el error de relación en el transformador de corriente o cualquier fallo en dicho equipo, cuando el resultado de la comparación de la corriente eléctrica integrada en el devanado primario y el devanado secundario del mismo transformador no se corresponde al valor conocido de la relación de transformación de ese transformador de corriente;
- Identificar potenciales desequilibrios de tensión entre fases, cuando los valores de Vh medidos en los transformadores de tensión correspondientes a cada fase difieren entre sí; e
- 10 - Identificar potenciales desequilibrios de corriente entre fases, cuando los valores de Ah medidos en los transformadores de corriente correspondientes a cada fase difieren entre sí.

15 En consecuencia, las compañías de potencia eléctrica tienen un sistema que presenta una solución conseguida mediante un compromiso económico menor y ventajas técnicas significativas, diseñado para ayudar a la supervisión, la operación de medición y comprobación de equipos, de pérdidas en el negocio, en instalaciones de medición indirecta con transformadores de corriente y/o potencial.

20 Adicionalmente, la presente invención proporciona bajo coste cuando se compara con las alternativas actualmente disponibles. Las características de inviolabilidad, simplicidad, precisión y verificación permanente son capaces de proporcionar una evidencia física y concreta para soportar pleitos entre proveedores de servicios de compañías eléctricas y el consumidor.

25 La presente invención permite también la comprobación del rendimiento en el funcionamiento de los transformadores de corriente y potencial, en el campo, y puede ayudar en casos de fallos de instalación, posibles defectos, fraude y desviaciones, siendo ésta una poderosa herramienta en la gestión de los sistemas de medición de potencia eléctrica en general.

30 La presente invención se puede usar en cualquier lugar o instalación que tenga transformadores de corriente y/o potencial instalados en sistemas de medición de potencia eléctrica, independientemente de que sean compañías de potencia eléctrica, subestaciones privadas e instalaciones industriales, entre otros.

35 Habiendo descrito ejemplos de las realizaciones preferidas, se debería comprender que el alcance de la presente invención engloba otras posibles variaciones, y sólo está limitada por el contenido de las reivindicaciones adjuntas.

**REIVINDICACIONES**

1. Sistema de supervisión para transformadores (31, 33) usados en sistemas de medición de energía eléctrica indirectos en una instalación de medición de potencia eléctrica, comprendiendo:
- 5 al menos una unidad de transformación de corriente (1) autosupervisada que comprende: un transformador de corriente (31), un medidor de corriente integrada en el tiempo (4) en una conexión en serie con un devanado secundario (31\_2) del transformador de corriente (31), y un Módulo de Comunicaciones Remotas (8) conectado a la salida del medidor de corriente integrada en el tiempo (4);
- 10 una unidad de consumo o subestación (2) que recibe la corriente eléctrica desde el devanado primario (31\_1) del transformador de corriente (31);  
una unidad de medición externa (5) conectada a la instalación de medición de potencia eléctrica para la medición de una magnitud eléctrica recibida en ella y que está en una conexión en serie con un circuito secundario de la unidad de transformación de corriente (1) autosupervisada; y
- 15 una Unidad de Registro y Comunicación (7) que recibe y almacena datos medidos enviados tanto por el Módulo de Comunicación Remota (8) como por la unidad de medición externa (5);  
en el que la unidad de consumo o subestación (2) está en una conexión en serie con un circuito primario de la unidad de transformación de corriente (1) autosupervisada.
- 20 2. Sistema de acuerdo con la reivindicación 1, en el que comprende adicionalmente un medidor de corriente integrada en el tiempo (3) en una conexión en serie con el devanado primario (31\_1) del transformador de corriente (31).
3. Sistema de acuerdo con las reivindicaciones 1 ó 2, en el que la unidad de transformación de corriente (1) autosupervisada tiene un dispositivo de salida (17) para calibración de los datos de la magnitud eléctrica medidos mediante el medidor de corriente integrada en el tiempo (3, 4).
- 25 4. Sistema de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, que comprende además:
- 30 una unidad de transformación de potencial (14) autosupervisada que comprende: un transformador de potencial (33) conectado a una instalación de medición de potencia eléctrica y un medidor de tensión eléctrica integrada en el tiempo (13) en una conexión en paralelo con un devanado secundario (33\_2) del transformador de potencial;
- 35 en el que el Módulo de Comunicación Remota (8) se conecta al medidor de tensión eléctrica integrada en el tiempo (13), y la unidad de medición externa (5) está en una conexión en paralelo con el devanado secundario de la unidad de transformación de potencial (14) autosupervisada.
5. Sistema de acuerdo con la reivindicación 4, en el que el medidor de tensión potencial integrada en el tiempo (13) tiene un dispositivo de salida (18) para calibración por él de los datos de la magnitud eléctrica medida.
- 40 6. Sistema de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en el que el Módulo de Comunicación Remota (8) transmite los datos medidos a una estación de telemedición (27) y a un Dispositivo de Lectura/Recogida de Información (9).
- 45 7. Sistema de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, en el que la Unidad de Registro y Comunicación (7) transmite los datos recibidos y almacenados a uno de entre la estación de telemedición (27), un Dispositivo de Lectura/Recogida de Información (9) y la unidad de medición externa (5).
- 50 8. Sistema de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, en el que la Unidad de Registro y Comunicación (7) tiene un almacenamiento en masa en el que se almacenan los datos medidos de la magnitud eléctrica.
9. Sistema de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 8, en el que la Unidad de Registro y Comunicación (7) tiene un visualizador (28) que presenta los datos medidos desde uno de entre los medidores de corriente integrada en el tiempo (3, 4) y el medidor de tensión integrada en el tiempo (13).
- 55 10. Sistema de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, que comprende además un Dispositivo de Lectura/Recogida de Información (9) portátil, que recibe y almacena datos medidos desde al menos una de entre el Módulo de Comunicaciones Remotas (8), la Unidad de Registro y Comunicación (7) y la unidad de medición externa (5).
- 60 11. Sistema de acuerdo con la reivindicación 10, en el que el Dispositivo de Lectura/Recogida de Información (9) transmite los datos recibidos y almacenados a al menos uno de entre la estación de telemedición (27), la unidad de medición externa (5) y la Unidad de Registro y Comunicación (7).
- 65 12. Sistema de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 11, que comprende además al menos un visualizador (6, 15) que presenta los datos medidos y la relación de transformación actual durante un cierto intervalo

de tiempo.

5 13. Sistema de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 12, en el que los medidores de corriente integrada en el tiempo (3, 4) tienen un almacenamiento en masa para almacenar los datos medidos por ellos durante un cierto intervalo de tiempo.

10 14. Sistema de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 4 a 13, en el que el medidor de tensión integrada en el tiempo (13) tiene un almacenamiento en masa para almacenar los datos medidos por él durante un cierto intervalo de tiempo.

15 15. Sistema de acuerdo con la reivindicación 10, en el que al menos uno de entre el Dispositivo de Lectura/Recogida de Información LCI (9), la Unidad de Registro y Comunicación RCU (7) y la unidad de medición externa (5) realizan una función de comparación y una función de diagnóstico para procesamiento de los datos desde el medidor (3, 4, 13) y la unidad de medición externa (5) comparando los datos recibidos entre sí y entregando diagnósticos en base a los resultados de las comparaciones.

16. Método de supervisión y diagnóstico de transformadores en una instalación de medición indirecta de potencia eléctrica que comprende:

20 una unidad de transformación de corriente (1) autosupervisada que comprende: un transformador de corriente (31), un medidor de corriente integrada en el tiempo (4) en una conexión en serie con un devanado secundario (31\_2) del transformador de corriente (31), y un Módulo de Comunicación Remota (8) conectado a la salida del medidor de corriente integrada en el tiempo (4);

25 una unidad de consumo o subestación (2) que recibe la corriente eléctrica desde el devanado primario (31\_1) del transformador de corriente (31); y

una unidad de medición externa (5) conectada a la instalación de medición de potencia eléctrica para la medición de una magnitud eléctrica recibida en ella y que está en una conexión en serie con un circuito secundario de la unidad de transformación de corriente (1) autosupervisada,

30 **caracterizado porque** el método comprende las etapas de:

medición de los valores de la corriente integrada en el tiempo que circula a través de la unidad de consumo o subestación (2) por medio de la unidad de medición externa;

35 medición de la corriente integrada en el tiempo que circula a través de los devanados secundarios (31\_2) del transformador de corriente (31) por medio del medidor de corriente integrada en el tiempo (4);

realización de comparaciones entre los valores medidos por el medidor de corriente integrada en el tiempo (4) y la unidad de medición externa (5); y

generación de resultados diagnósticos a partir de los datos comparados.

40 17. Método de acuerdo con la reivindicación 16, que comprende adicionalmente las etapas de medición de la corriente integrada en el tiempo que circula a través del devanado primario (31\_1) del transformador de corriente (31) por medio de un medidor de corriente integrada en el tiempo (3) en conexión en serie con el devanado primario (31\_1) del transformador de corriente (31); comparación de los valores medidos por el medidor de corriente integrada en el tiempo (4) que está en una conexión en serie con el devanado secundario del transformador de corriente y los valores respectivos medidos por el medidor de corriente integrada en el tiempo (3) que está en una conexión en serie con el devanado primario del transformador de corriente y generación de los resultados de diagnóstico a partir de los datos comparados.

50 18. Método de acuerdo con la reivindicación 16, en el que la instalación de medición indirecta de potencia eléctrica comprende además una unidad de transformación de potencial (14) autosupervisada que comprende un transformador de potencial (33) conectado a la instalación de medición de potencia eléctrica y un medidor de tensión eléctrica integrada en el tiempo (13) en una conexión en paralelo con el devanado secundario (33\_2) del transformador de potencial, comprendiendo adicionalmente el método las etapas de:

55 medición de los valores del potencial integrado en el tiempo del devanado secundario (33\_2) del transformador de potencial (33) por medio del medidor de tensión integrada en el tiempo (13);

medición del potencial integrado en el tiempo en la unidad de consumo o subestación (2) por medio de la unidad de medición externa (5);

60 comparación de los valores medidos por el medidor de tensión integrada en el tiempo (13) y la unidad de medición externa (5); y

generación de los resultados de diagnóstico a partir de los datos comparados.

65 19. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 16 a 18, en el que las etapas de realización de comparaciones entre los datos medidos y generación de resultados de diagnóstico a partir de los datos comparados se realizan automáticamente mediante una Unidad de Registro y Comunicación (7).

FIG. 1

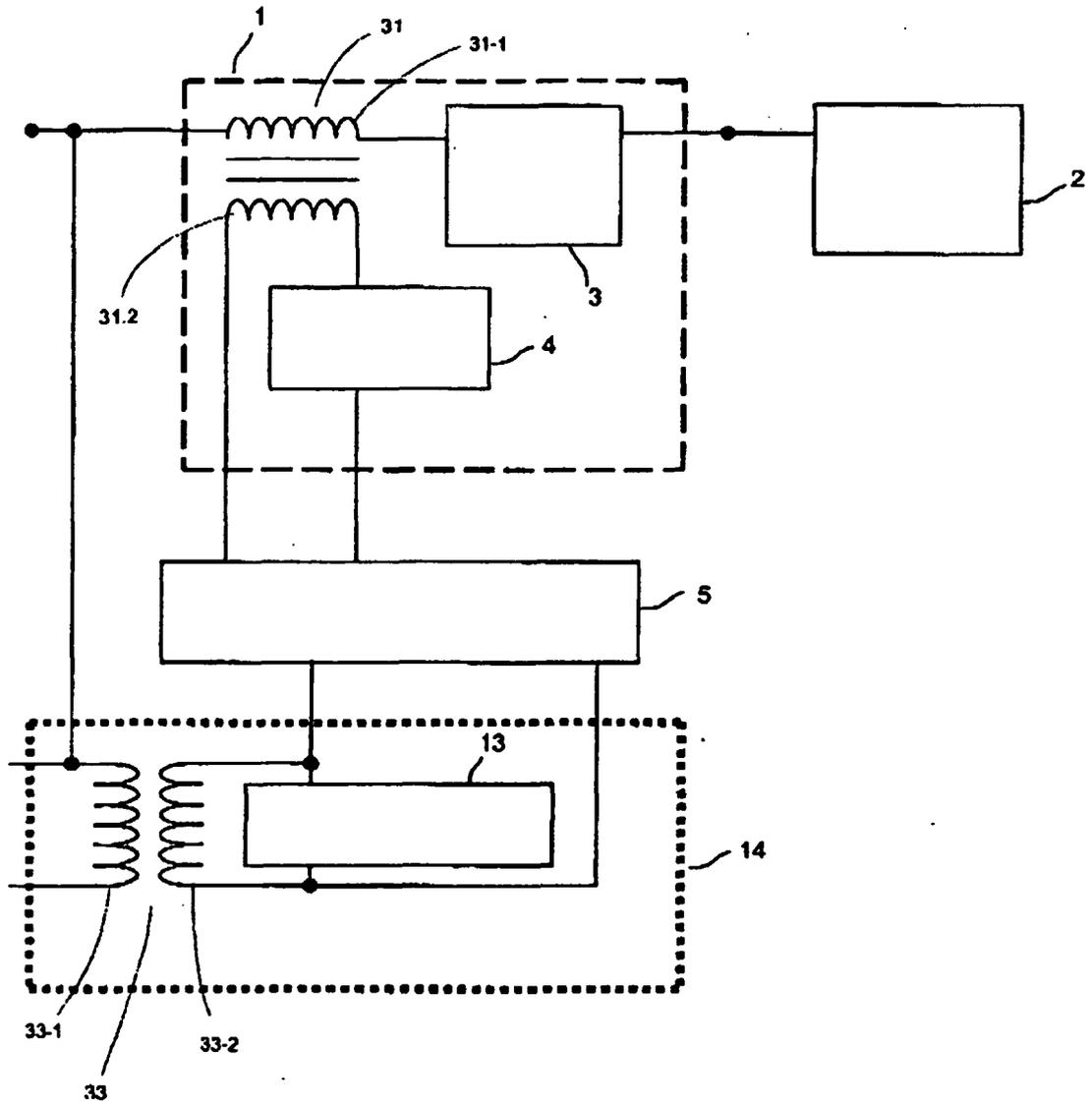


FIG. 2

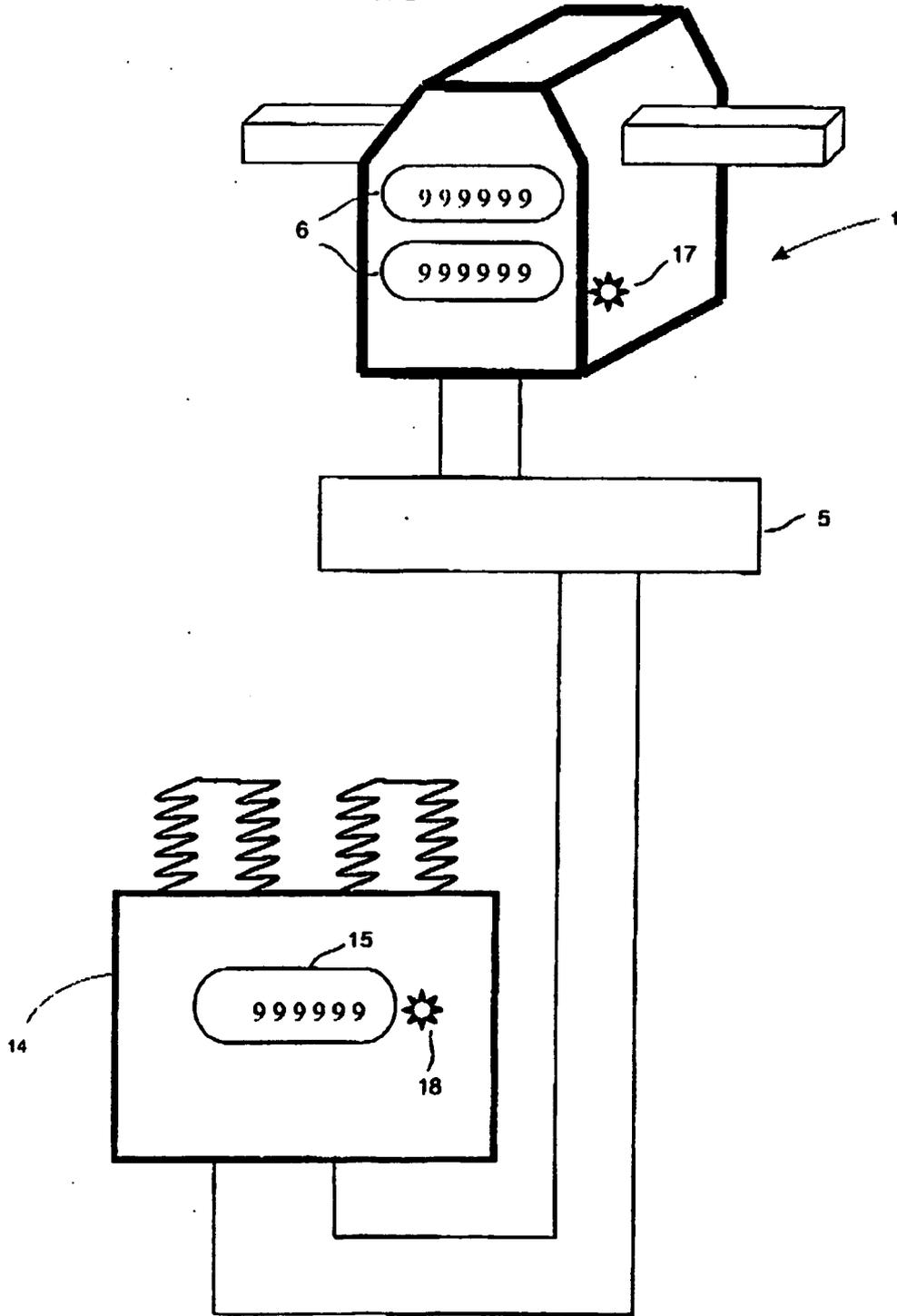


FIG. 3

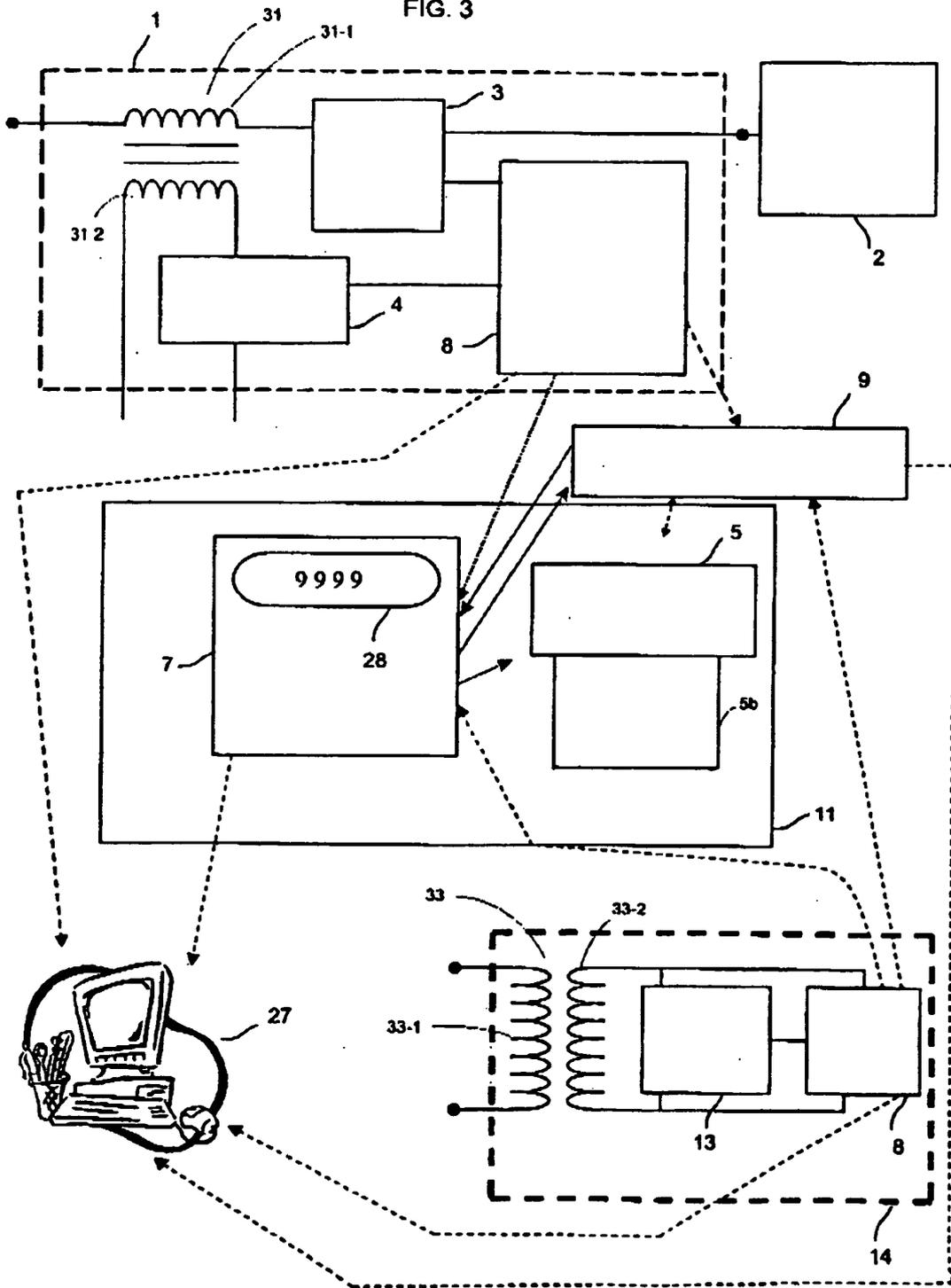


FIG. 4

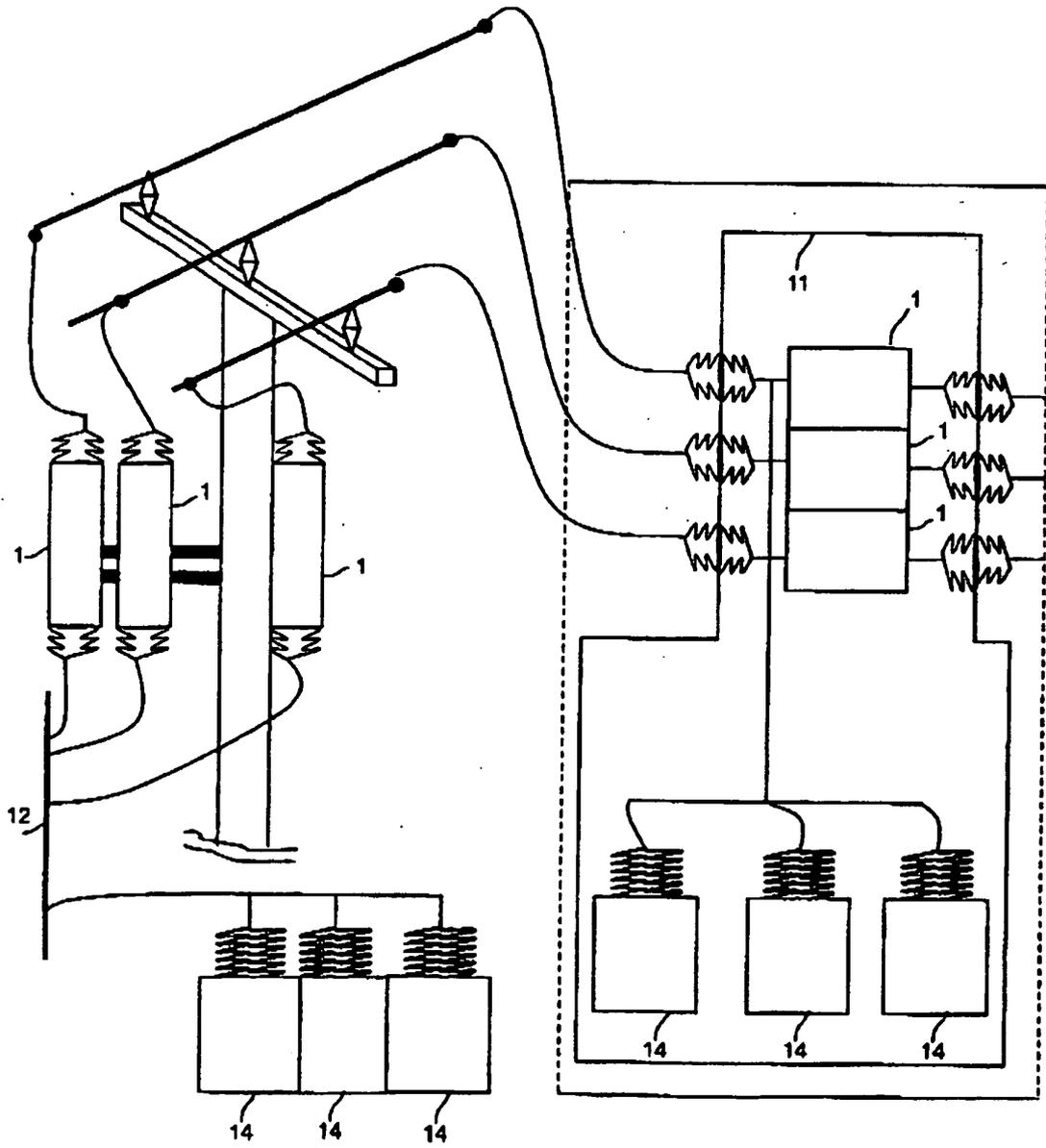


FIG. 5

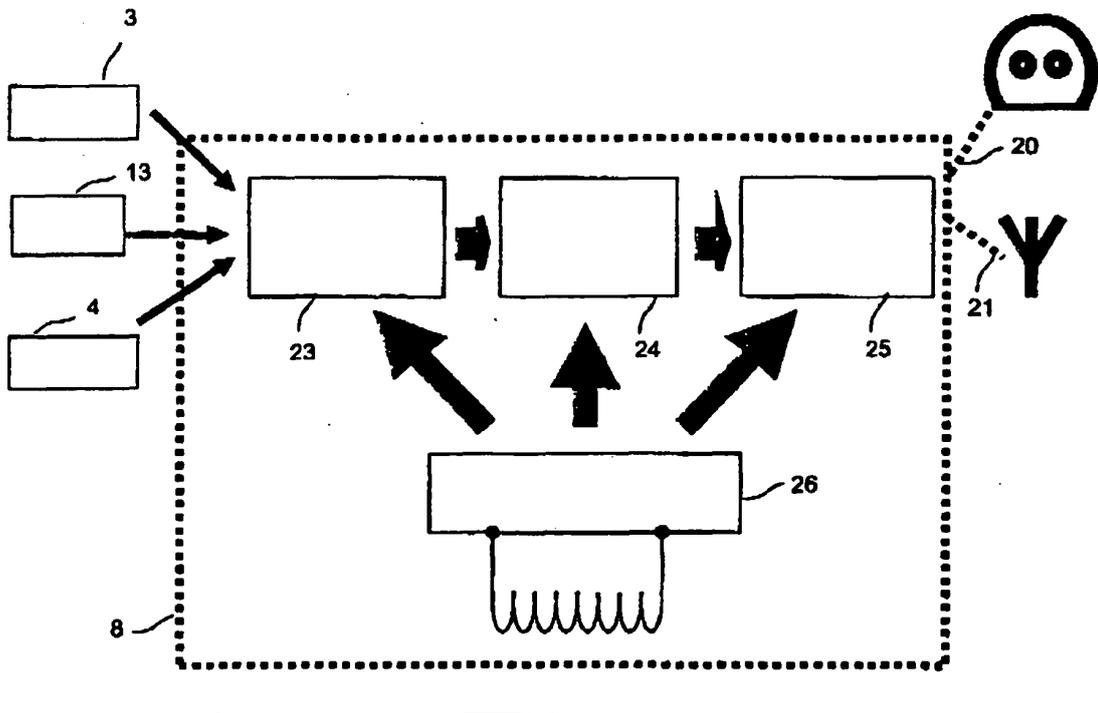


FIG. 6a

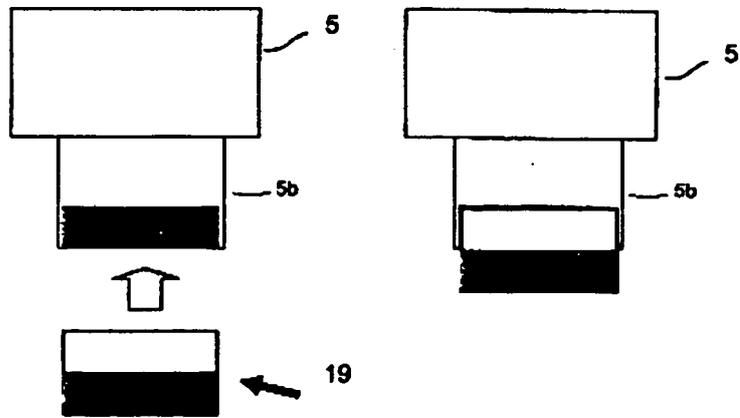


FIG. 6b

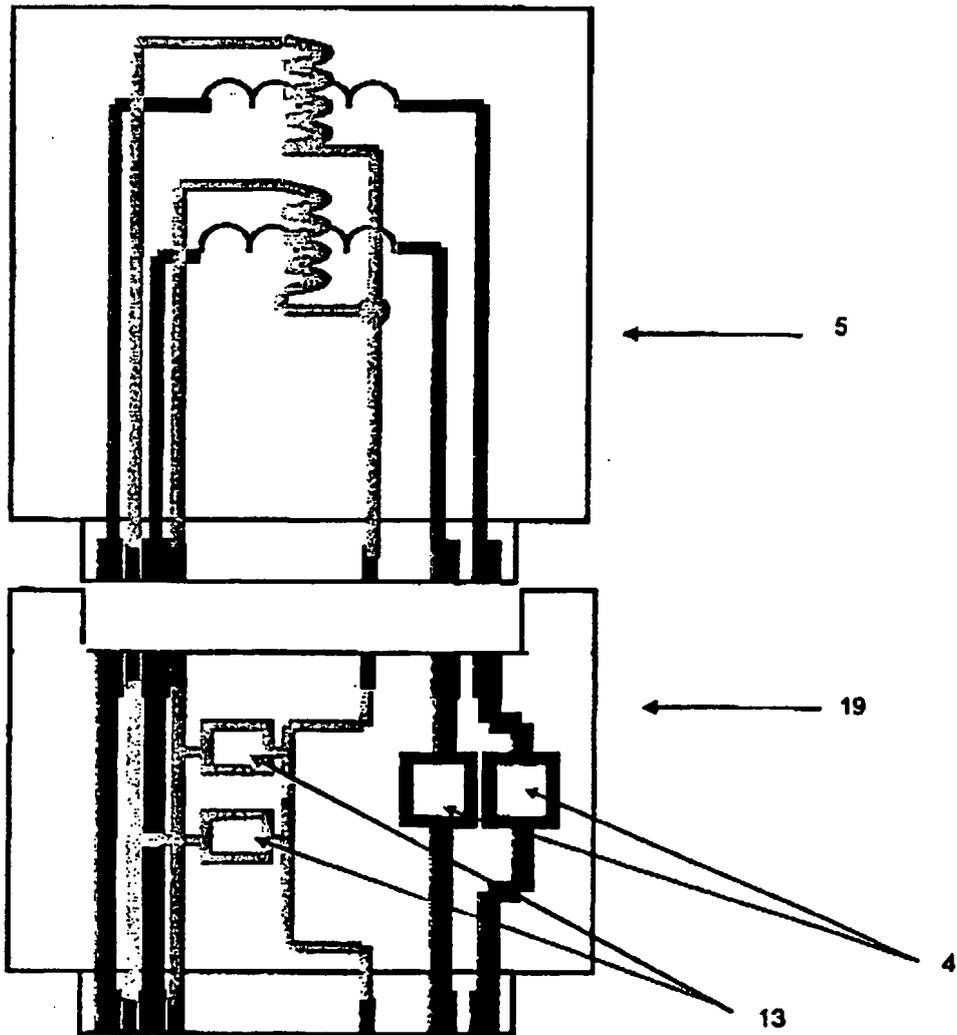


FIG. 6c

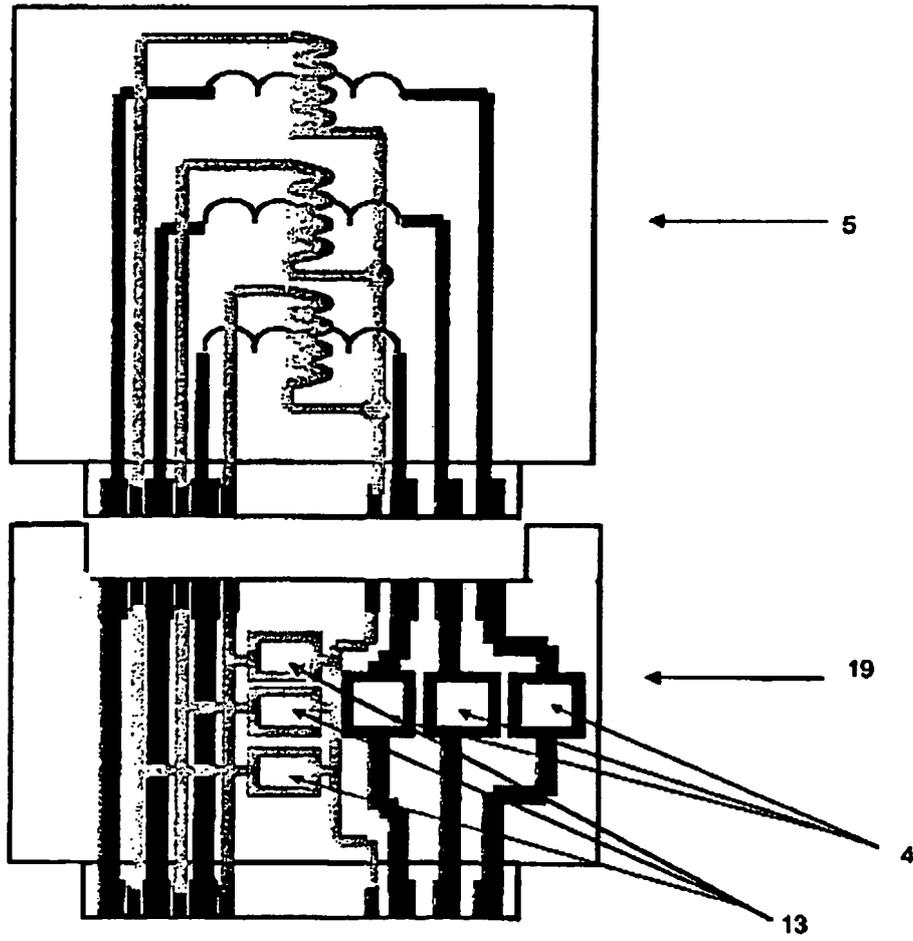


FIG. 6d

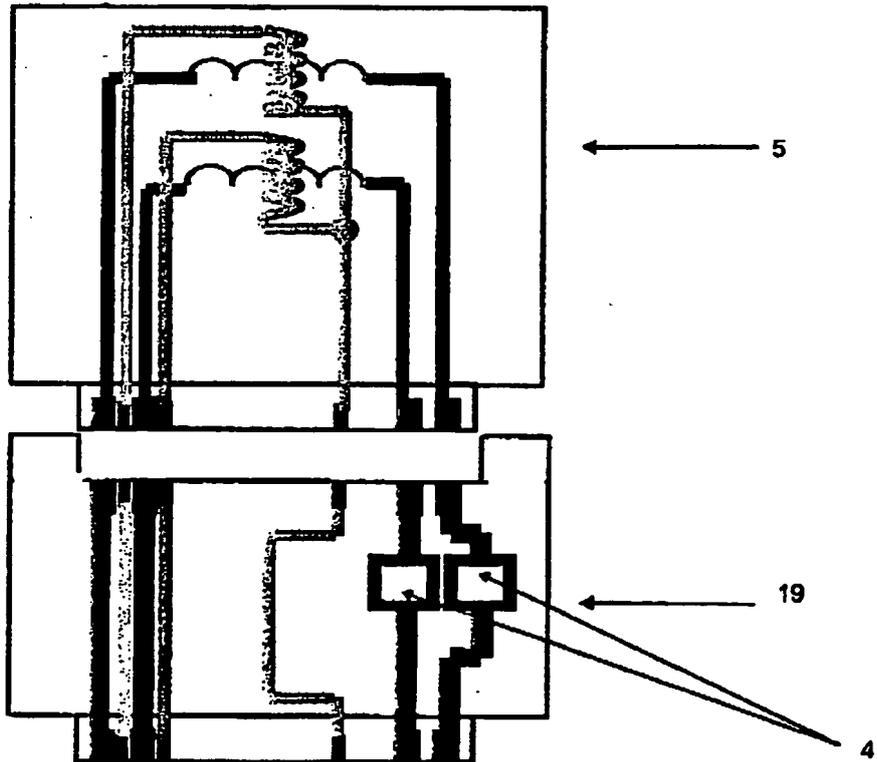


FIG. 6e

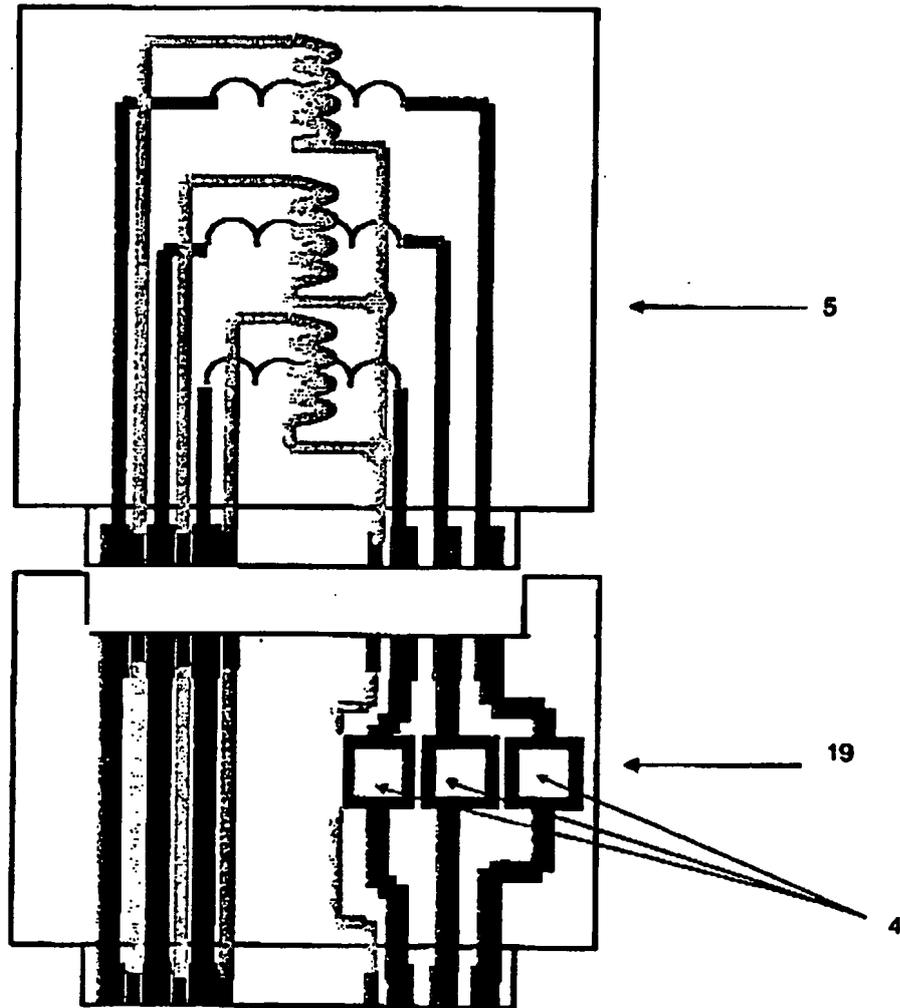


FIG.6f

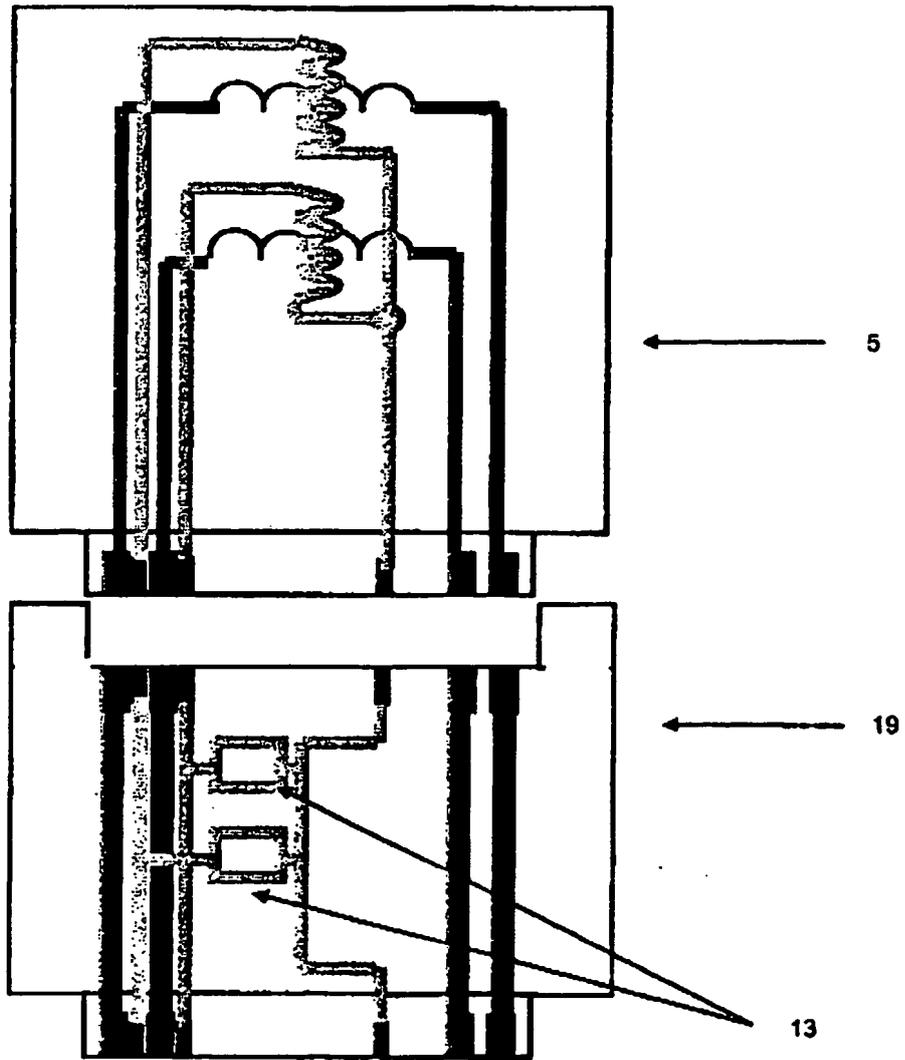


FIG.6g

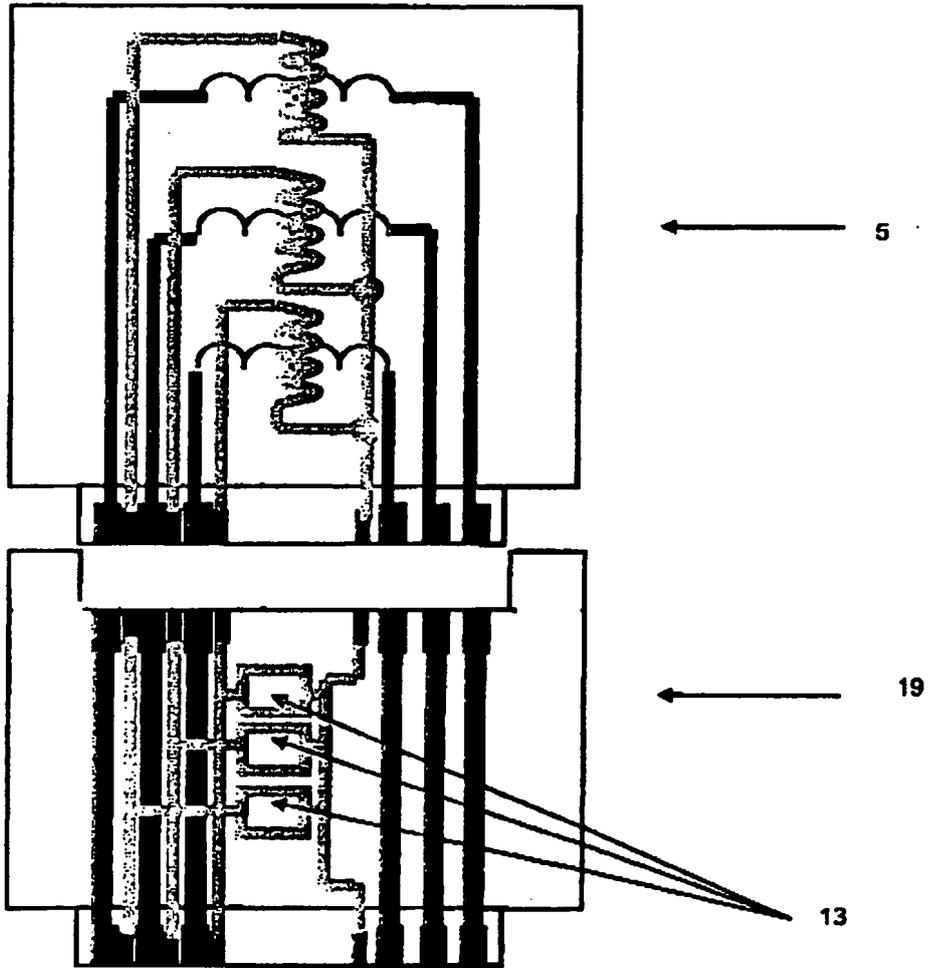
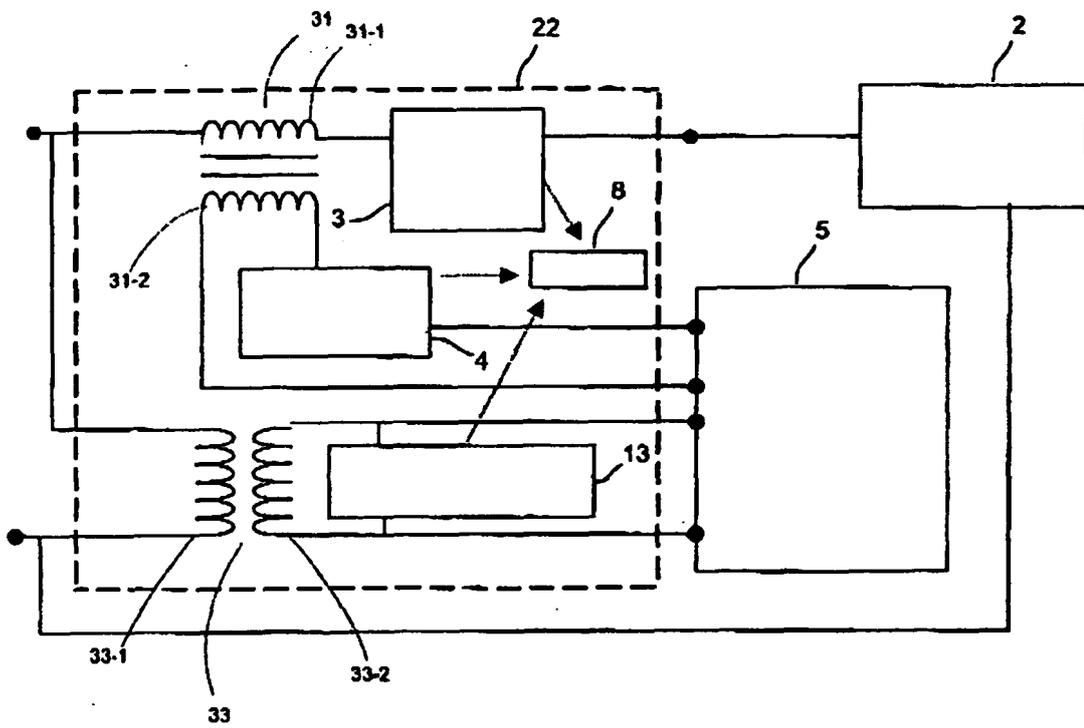
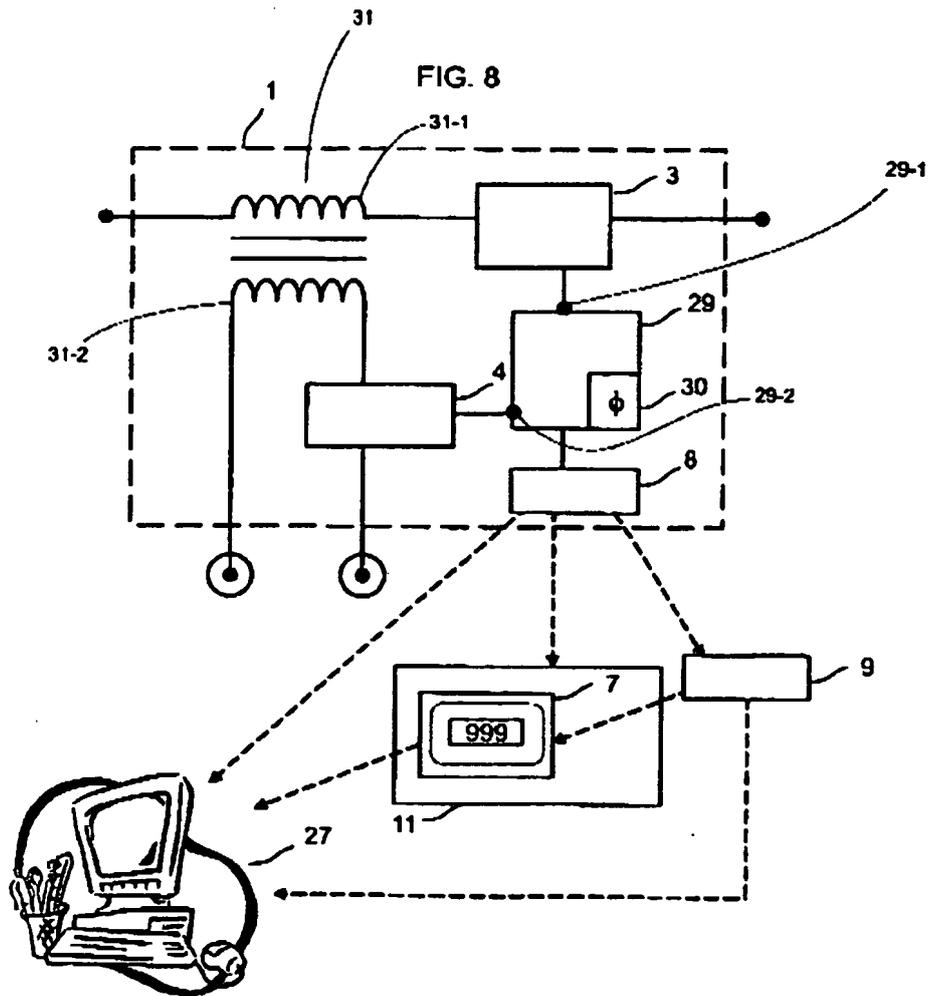


FIG. 7





**REFERENCIAS CITADAS EN LA DESCRIPCIÓN**

La lista de referencias citadas por el solicitante es, únicamente, para conveniencia del lector. No forma parte del documento de patente europea. Si bien se ha tenido gran cuidado al compilar las referencias, no pueden excluirse errores u omisiones y la OEP declina toda responsabilidad a este respecto.

**Documentos de patente citados en la descripción**

- US 5924051 A [0011]
- JP 105058406 A [0013]
- GB 2424286 A [0014]
- WO 9960415 A [0017]
- WO PI0402716 A [0019]
- US 6671635 B [0026]
- GB 2248307 A [0027]